CANADIAN PETROLEUM INDUSTRY

MONITORING SURVEY 1982

PETROLEUM MONITORING AGENCY

CANADA

CANADIAN PETROLEUM INDUSTRY

1982 MONITORING SURVEY

1982 MONITORING SURVEY

TABLE OF CONTENTS

	Page
SUMMARY AND HIGHLIGHTS	i
1 - FINANCIAL PERFORMANCE	1-1
TOTAL OPERATIONS	1-1
Net Income	1-2
Interest Coverage	1-3
UPSTREAM SEGMENT	1-4
DOWNSTREAM SEGMENT	1-6
OTHER CANADIAN OPERATIONS	1-6
FOREIGN OPERATIONS	1-6
2 - SOURCES OF FUNDS	2-1
INTERNAL SOURCES	2-2
EXTERNAL SOURCES	2-3
3 - USES OF FUNDS	3-1
CAPITAL EXPENDITURES	3-2
INVESTMENT RATIOS	3-4
DIVIDEND PAYMENTS	3-5
OTHER USES	3-5
4 - COMPARATIVE PERFORMANCE: PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES	4-1
5 - UPSTREAM REVENUE SHARES: INDUSTRY AND GOVERNMENTS	5-1
INDUSTRY SHARE	5-3
PROVINCIAL SHARE	5-3
FEDERAL SHARE	5-3
6 - OWNERSHIP AND CONTROL TRENDS	6-1
7 - INTERNATIONAL FLOWS OF FUNDS	7-1
8 - RESEARCH AND DEVELOPMENT ACTIVITIES	8-1
IN-HOUSE EXPENDITURES	8-1
CONTRACT EXPENDITURES	8-2
9 - FIVE-YEAR OPERATING SUMMARY: 1978-1982	9-1

LIST OF TABLES AND CHARTS

Tables		Page
Table 1	Overview of Total Operations	1-1
Table 2	Financial Performance by Segment	1-5
Table 3	Summary -- Sources of Funds	2-1
Table 4	Internal Cash Flow by Segment	2-2
Table 5	Estimated PIP Payments	2-3
Table 6	Summary -- Uses of Funds	3-1
Table 7	Capital Expenditures	3-2
Table 8	Upstream Revenue Shares: Industry and Governments	5-2
Table 9	Ownership and Control by Country and by Sector	6-2
Table 10	International Flows of Funds Related to Long-term Investments	7-1
Table 11	Contract R&D Payments in Canada and Abroad	8-2
Table 12	Five-Year Operating Summary: 1978-1982	9-1

Charts		
Chart 1	Net Income from Total Operations	1-2
Chart 2	Comparison of Interest Charges with Income Before Taxes	1-3
Chart 3	Exploration Expenditures in Canada	3-3
Chart 4	Upstream Investment Ratios	3-4
Chart 5	Dividend Payments Compared With Net Income	3-5
Chart 6	Comparison of Net Income -- Petroleum vs. Other Canadian Industries	4-1
Chart 7	Upstream Revenue Shares: Industry and Governments	5-1
Chart 8	Canadian Ownership and Control of the Petroleum Industry	6-1
Chart 9	In-House R&D Expenditures by Activity	8-1

APPENDICES

		Page
A	GLOSSARY OF TERMS	A-1
B	SUPPLEMENTARY TABLES	
1	Comparison of PMA Data with 1982 Industry Aggregates	B-1
2	Petroleum and Natural Gas Supply and Demand Summary	B-2
3	Changes to the Petroleum Compensation Charge	B-3
4	Comparison of Interest Charges With Income Before Taxes	B-4
5	Detail on PIP Payments	B-5
6	Well Completions and Metres Drilled in Canada	B-6
7	Upstream Capital Expenditures--Provincial Lands	B-7
8	Exploration Expenditures in Canada--by Location	B-8
9	Ratio of Capital Expenditures to Internal Cash Flow	B-9
10	Ratio of Capital Expenditures and Inventory Investment to Internal Cash Flow in 1982	B-10
11	Dividend Payments	B-11
12	Rate of Return Calculations	B-12
13	Major Petroleum Industry Takeovers in 1982	B-13
14	Canadian Ownership and Control by Company Group and Category	B-14
15	International Flows of Funds in 1982	B-15
C	STATISTICAL SCHEDULES	
1	Income and Expense Statement	C-1
2	Sources and Uses of Funds	C-4
3	Upstream Canadian Capital Expenditures by Location	C-5
4	Capital Expenditures by Activity	C-6
5	Balance Sheet	C-7
6	Volume and Value of Production	C-8
7	Income and Expense Statement: 1978-1982	C-9
8	Sources and Uses of Funds: 1978-1982	C-10

SUMMARY AND HIGHLIGHTS

FINANCIAL PERFORMANCE

TOTAL OPERATIONS

- Revenues and Profits: Although industry revenues rose 9% in 1982 due to higher wellhead and downstream selling prices, net income from total operations fell 52% to $1.5 billion -- with weak downstream performance, accounting for more than one-half of the decrease, offsetting increased profits in the upstream segment. Net income decline was largely due to:

  - ✓ 1981 downstream inventory gains not being repeated
  - ✓ decreased demand for petroleum products which reduced downstream profit margins
  - ✓ higher interest charges, particularly for Canadian-controlled companies, as borrowers did not benefit from interest rate declines until late in the year
  - ✓ losses and write-downs applicable to the foreign assets of Canadian-controlled companies

- Canadian versus Foreign-controlled Company Results: Higher interest charges, largely related to corporate takeovers, and write-downs of foreign assets caused net income of Canadian-controlled companies to fall from more than $1 billion in 1981 to a small loss in 1982. Profits of the foreign-controlled sector decreased 19% to $1.6 billion.

  Canadian-controlled companies involved in takeovers incurred losses totalling more than $600 million in 1982 compared with 1981 profits of $500 million. The profits of non-acquiring Canadian-controlled firms dropped only slightly to $570 million -- a stronger performance than the 19% drop experienced by the foreign-controlled sector.

UPSTREAM OPERATIONS

- Upstream revenues rose 21% to $20 billion paced by higher wellhead prices for crude oil and natural gas. Upstream net income was up 21% to $2 billion primarily due to lower provincial royalty rates and reduced capital charges expensed against income. Upstream profits rebounded strongly in the second half of 1982 (up 49% compared with a first half 1982 drop of 12%) stimulated by fiscal measures introduced by the federal and provincial governments in mid-year and the initial effect of lower interest rates. Upstream cash flow increased by 10% over 1981.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS

DOWNSTREAM OPERATIONS

- Downstream revenues rose marginally to $30 billion as higher selling prices were largely offset by reduced demand for petroleum products. Net income fell sharply (69%) due to shrinking margins, resulting from weak market demand, and inventory gains in 1981 not being repeated.

  Current taxes on downstream operations fell from $0.8 billion in 1981 to negative $0.2 billion as large capital outlays generated credits against previous taxes paid. This drop was partially offset by an increase in deferred taxes which slowed the decrease in downstream cash flow (off 36%).

SOURCES OF FUNDS

Total funds available to the industry declined marginally to $23 billion -- $7 billion generated by operations and the balance from external sources.

INTERNAL CASH FLOW

- Internal cash flow from total operations fell 13% to $7 billion. Two factors -- a large increase in deferred taxes on downstream investments reported by foreign-controlled companies and write-downs of foreign assets (Canadian-controlled firms) -- resulted in a smaller decline in cash flow ($1 billion) than in net income ($1.6 billion).

EXTERNAL SOURCES OF FUNDS

- Capital Markets: Funds from these sources rose slightly to $15 billion as a large reduction in the issuance of new long-term debt was more than offset by drawing down working capital, gains in "all other sources of funds" (mostly gas pre-payments), and more equity issues -- the latter increase being accounted for exclusively by Canadian-controlled companies.

- PIP Payments: Reporting companies estimated their PIP payments at $1.3 billion -- nearly double the 1981 level -- 93% of these payments accruing to Canadian-controlled companies in 1982.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS

USES OF FUNDS

CAPITAL EXPENDITURES

- Total Capital Expenditures: These were down marginally to $11.7 billion with higher downstream spending in Canada, mostly by foreign-controlled firms, offset by decreases in upstream spending and capital outlays abroad.

- Exploration Expenditures in Canada: These outlays decreased 7% to $3.5 billion. Spending fell on provincial lands (especially by foreign-controlled companies), partially offset by increased outlays on the Canada Lands by Canadian-controlled firms.

- Downstream Expenditures: Downstream outlays rose 27% to $2.5 billion. The increase was primarily accounted for by the foreign-controlled sector, and included outlays on refineries and petrochemical plants.

INVESTMENT RATIOS

- The industry reinvested in upstream capital expenditures 85% of internal cash flow generated by upstream operations, down from the preceding period (116%). Canadian-controlled companies reinvested at a higher rate (97%) than foreign-controlled firms (77%).

DIVIDENDS

- Dividends fell only 7% to $1 billion, although net income dropped by 52%. Dividend payments by foreign-controlled firms remained steady at about $700 million, despite a 19% drop in profits. Canadian-controlled companies, while registering an aggregate loss, paid out $300 million in dividends.

COMPARATIVE PERFORMANCE: PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES

Statistics Canada figures show that the petroleum industry's net income on Canadian operations in 1982 fell 28% vs. a drop of about 49% for all other non-financial industries in Canada. Petroleum's 47% share of profits relative to all other non-financial industries was an improvement over 1981 of fourteen percentage points, and four points above the record 1980 level.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS

UPSTREAM REVENUE SHARES: INDUSTRY AND GOVERNMENTS

Total revenues available for sharing among industry and governments rose 24% to $18.6 billion with industry and federal and provincial governments each receiving more than in 1981. An increase in the federal government's share to more than 27% -- primarily due to higher revenues from energy taxes -- was offset by a drop in the share of provincial governments which fell more than 5 percentage points to 32%. The industry share rose slightly to 40%.

OWNERSHIP AND CONTROL TRENDS

Canadian ownership and control of the petroleum industry rose in 1982, but at a slower rate than in 1981. Based on petroleum-related revenues (upstream plus downstream), Canadian ownership rose 1.4 percentage points to 34.2% while control reached 26.2%, a rise of 0.3 points.

Ownership and control based on upstream revenues rose 1.0 and 0.9 percentage points in 1982 to reach 38% and 37% respectively.

INTERNATIONAL FLOWS OF FUNDS

Long-term investments by the Canadian petroleum industry generated a net outflow of $0.3 billion in 1982, down from a $5.3 billion outflow in 1981. The decreased net outflow was due almost entirely to a reduction in takeover activity. Net inflows of $1.5 billion by Canadian-controlled companies in 1982 were offset by net outflows totalling $1.8 billion by the foreign-controlled sector.

RESEARCH AND DEVELOPMENT ACTIVITIES

The petroleum industry spent $400 million on R&D activities in 1982, down 14% from 1981. Reduced outlays on conventional oil and gas and in-situ oil were moderated by higher expenditures related to petroleum refining.

FIVE-YEAR OPERATING SUMMARY: 1978-1982

Major developments in the last five years:

1. Revenues doubled to more than $50 billion
2. Net income erratic--but upstream and downstream profits were slightly higher in 1982 than 1978
3. Internal cash flow was up nearly 50% to over $6.7 billion
4. Capital expenditures and dividends doubled since 1978 and long-term debt nearly tripled during the period

1 - FINANCIAL PERFORMANCE

TOTAL OPERATIONS

Total industry revenues rose 9% to $55 billion in 1982 due to higher wellhead and downstream selling prices.(1) Net income from total operations, however, declined 52% from 1981 levels (Table 1). A weak downstream performance accounted for more than one-half of the $1.6 billion decrease in profits, offsetting gains in the upstream segment.(2) Four major factors accounted for the net income decline:

- decreased petroleum product demand reduced downstream profit margins
- downstream inventory gains realized in 1981 did not recur
- higher interest charges were incurred, particularly by Canadian-controlled companies who only began toward year-end to realize the benefit of lower interest rates that began to fall in mid-year
- losses and write-downs applicable to foreign assets were recorded by Canadian-controlled companies.

Table 1

OVERVIEW OF TOTAL OPERATIONS(a)

	1981	1982	Increase (Decrease)	
	- - - - $ billions - - - -			(%)
TOTAL REVENUES	$50.6	$55.1	$4.5	9
less: Operating Costs	18.1	21.8	3.7	21
Interest Expenses	1.8	2.7	0.9	49
Non-income Taxes and Royalties	12.1	13.3	1.2	9
Other Expenses	12.1	13.0	0.9	8
TOTAL DEDUCTIONS	44.1	50.8	6.7	15
INCOME BEFORE INCOME TAXES	6.5	4.4	(2.1)	(33)
less: Current Income Taxes	2.2	1.6	(0.6)	(26)
Deferred Taxes	1.2	1.3	0.1	3
NET INCOME	3.1	1.5	(1.6)	(52)

NOTE: (a) Figures may not add due to rounding. See Table 2 (p. 1-5) for detail by operating segment.

---

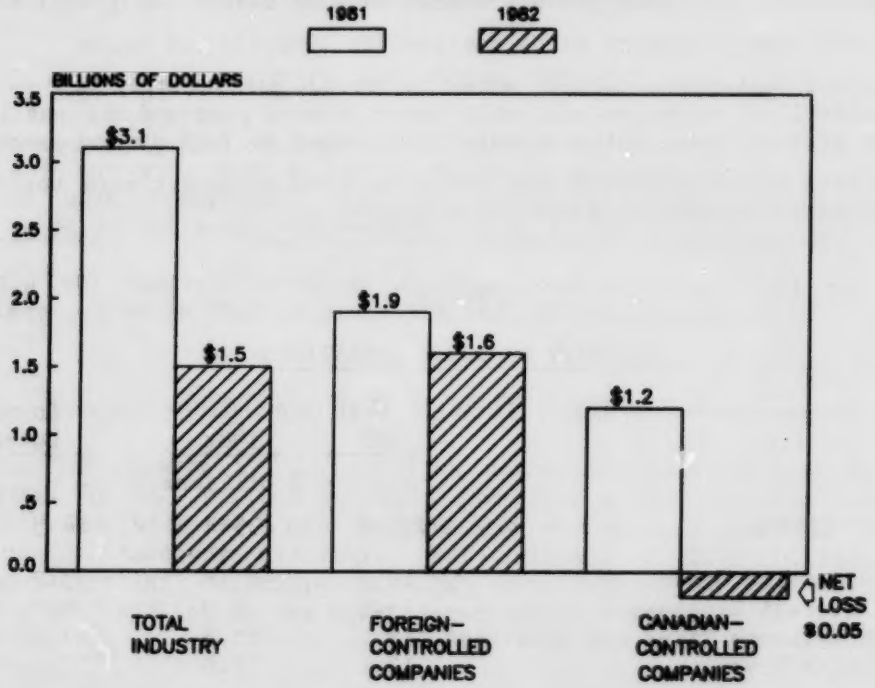
(1) PMA reporting companies accounted for 89% of industry upstream revenues in 1982 and 95% of industry revenues from total operations (Appendix B, Table 1).

(2) A glossary of technical terms is included as Appendix A.

a. Net Income

The net income decline was not felt evenly among sectors of the industry as higher interest charges and write-downs of foreign assets[1] caused profits of Canadian-controlled companies to drop from $1.2 billion in 1981 to a $54 million loss in 1982 (Chart 1). Profits of the foreign-controlled sector decreased 19% to $1.6 billion.

Chart 1
NET INCOME FROM TOTAL OPERATIONS



NOTE: Appendix C, Schedule 1 presents more detail.

Canadian-controlled companies involved in acquisitions lost more than $600 million in 1982 compared with a profit of $500 million a year earlier. Two factors accounted for this drop: an increase in interest expenses and large write-downs of foreign assets. In contrast, the profits of non-acquiring Canadian-controlled firms dropped only slightly to $570 million -- a stronger performance than the 19% decline registered by foreign-controlled firms.

---

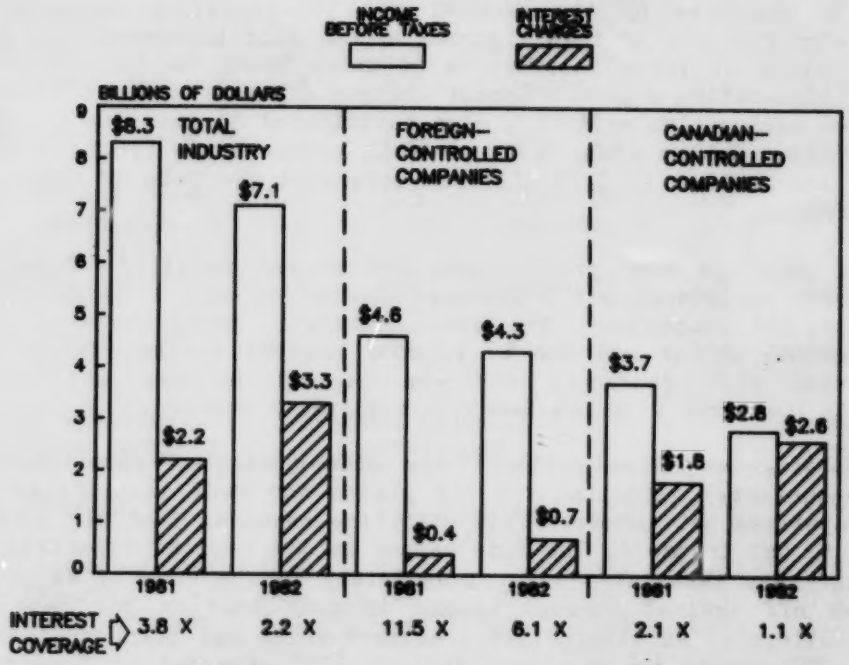
(1) These write-downs were largely due to:
- a downward re-evaluation of oil and gas reserves on purchased properties
- revisions of the value of reserves as world oil prices softened during 1982

b. Interest Coverage

The industry's income before taxes covered interest charges 2.2 times in 1982, down from nearly four times in 1981. As shown in Chart 2, foreign-controlled companies, despite a decline in coverage, were still well situated while income before taxes for Canadian-controlled firms was only 8% more than interest charges.

Chart 2

COMPARISON OF INTEREST CHARGES WITH INCOME BEFORE TAXES



NOTE: Interest charges shown include both expensed and capitalised amounts. Income before taxes has been adjusted by adding back the expensed portion of interest charges. See Appendix B, Table 4 for more detail.

Some Canadian-controlled companies issued term preferred shares to finance portions of their acquisition activity; payments of $153 million and $286 million in 1981 and 1982 on such shares were reported to the PMA. Companies reported these payments as other operating expenses and, therefore, these amounts are not included with either interest or dividends in this survey.

Several companies involved in acquisitions, as well as some others, allocated the bulk of their interest charges to the small 'other Canadian operations' segment (p. 1-6). If these considerable charges had been assigned to other segments, net income and internal cash flow for these segments would be lower than reported to the PMA.

UPSTREAM SEGMENT

Upstream revenues rose 21% to $20 billion largely due to higher wellhead prices for crude oil and natural gas[1] although production levels were flat (Appendix B, Table 2). Higher prices for the production of conventional and synthetic crude oil accounted for $2.8 billion, or more than three-quarters, of the total rise in upstream revenues (Appendix C, Schedule 6).

Net income from upstream operations increased 21% to $2 billion (Table 2). The upstream segment rebounded strongly in the second half of 1982 when profits rose 49% vs. the same 1981 period as compared with a 12% net income decrease in the first half of 1982. Reductions in taxes and royalty rates announced by the federal and provincial governments[2] contributed significantly to this vigorous second half improvement as did the initial impact of lower interest rates which began to drop in mid-year. Lower exploration and development charges expensed against income, due to reduced exploration activity, also contributed to the rise in 1982 upstream profits. On the other hand, federal energy taxes (PGRT, NGGLT, and IORT), which doubled to $1.9 billion, moderated the rate of upstream net income growth.

The rise in 1982 upstream profits was not shared equally: foreign-controlled firms registered a 47% increase contrasted with a 6% drop for Canadian-controlled companies. The more favourable performance of the foreign-controlled sector was due to reduced charges against income in 1982 associated with decreased upstream capital outlays and lower interest costs (compared with the Canadian-controlled sector).

All PMA reporting companies followed the CICA (Canadian Institute of Chartered Accountants) guideline for PIP grants and PGRT liabilities in calculating upstream net income. This guideline requires that PIP grants be brought into net income in the same manner as the capital expenditures with which they are associated (i.e. immediately in the case of expenditures written off against current income or over time in the case of capitalised outlays). An alternative treatment which had been considered was to allow PIP grants to be offset against PGRT expensed in financial statements. If this treatment had been accepted, upstream net income would have been about $400 million higher in 1982 (up 29% rather than 21%) while upstream cash flow would have risen 13%, rather than 10%.

---

(1) The average price received for oil production (conventional and synthetic) increased 34% in 1982 to reach $26.84 per barrel. Prices for Alberta natural gas production (which comprises about 85% of all Canadian production) were increased 25¢ per thousand cubic feet (mcf) to reach $2.08/mcf on February 1, 1982 and again on August 1, 1982 to $2.33/mcf.

(2) Reduced royalty rates for oil and gas production and other incentives were announced in 1982 by the governments of Alberta (April 13), British Columbia (September 24) and Saskatchewan (October 26). The federal government announced a number of fiscal incentives in its NEP Update of June 1, 1982 -- including a one-year reduction, effective June 1, 1982, in the rate of the Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT) from 12% to 11% and a removal of the Incremental Oil Revenue Tax (IORT) for the same one-year period.

Table 2

FINANCIAL PERFORMANCE BY SEGMENT[a]

UPSTREAM AND DOWNSTREAM SEGMENTS	UPSTREAM 1981	UPSTREAM 1982	UPSTREAM Increase (Decrease) $ billions	UPSTREAM Increase (Decrease) (%)	DOWNSTREAM 1981	DOWNSTREAM 1982	DOWNSTREAM Increase (Decrease) $ billions	DOWNSTREAM Increase (Decrease) (%)
TOTAL REVENUES	$16.9	$20.4	$3.5	21	$29.0	$30.0	$1.0	3
less: Operating Costs	2.9	3.4	0.5	18	13.7	16.5	2.8	21
Interest	0.7	1.3	0.5	69	0.3	0.3	-	2
Royalties	5.0	5.6	0.6	12	1.9	2.0	0.1	5
PCC	-	-	-	-	4.2	3.6	(0.6)	(14)
PGRT	1.0	1.7	0.7	74	-	-	-	-
IORT	-	0.3	0.3	-	-	-	-	-
Other Expenses	3.4	3.4	-	1	6.4	6.9	0.5	7
INCOME BEFORE TAXES	3.8	4.8	1.0	25	2.5	0.6	(1.9)	(74)
less: Current Taxes	1.4	1.8	0.4	31	0.8	(0.2)	(1.0)	-
Deferred Taxes	0.8	1.0	0.2	21	0.3	0.4	0.1	67
NET INCOME	1.6	2.0	0.4	21	1.4	0.4	(1.0)	(69)
INTERNAL CASH FLOW[b]	5.2	5.7	0.5	10	2.1	1.3	(0.8)	(36)

OTHER CANADIAN AND FOREIGN SEGMENTS	OTHER CANADIAN OPERATIONS[c]				FOREIGN OPERATIONS			
TOTAL REVENUES	3.1	3.0	(0.1)	(3)	1.7	1.7	-	3
less: Operating Costs	0.8	1.1	0.3	35	0.6	0.7	0.1	8
Interest	0.6	1.0	0.4	56	0.1	0.1	-	(2)
Other Expenses	1.7	1.6	(0.1)	(4)	0.7	1.2	0.5	82
INCOME BEFORE TAXES	(0.1)	(0.8)	(0.7)	-	0.3	(0.3)	(0.6)	-
less: Current Taxes	(0.1)	(0.1)	-	-	-	0.1	0.1	-
Deferred Taxes	-	(0.1)	(0.1)	-	0.1	(0.1)	(0.2)	-
NET INCOME	-	(0.5)	(0.5)	-	0.1	(0.4)	(0.5)	-
INTERNAL CASH FLOW[b]	0.2	(0.4)	(0.6)	-	0.6	0.5	(0.1)	(25)

NOTES: (a) Percentage changes reflect detailed unrounded data as shown in Appendix C, Schedule 1.

(b) Internal cash flow is the sum of net income, deferred taxes and all other non-cash items (depreciation, exploration and development expenditures written off, depletion and amortization) expensed in the reporting period.

(c) Includes drilling services, coal and uranium mining, metal mining, and other non-petroleum related activities.

DOWNSTREAM SEGMENT

Downstream revenues rose 3% to $30 billion with the impact of higher selling prices largely offset by a fall in demand for petroleum products (Appendix B, Table 2). Weak economic conditions, conservation programs, off-oil initiatives and higher prices were responsible for the decline in demand.

Downstream net income dropped 69% (Table 2), or by $1 billion, due to:

- reduced demand leading to severe market competition so that cost increases could not be fully recovered by raising prices
- 1981 inventory gains of $240 million after-tax not being repeated.(1) Eliminating these inventory gains in 1981, downstream profits would have declined 62% between the two years -- a more accurate reflection of the effect of decreased demand on net income
- decreased demand for petrochemicals and fertilizers in Canada and elsewhere -- some companies reporting losses on chemical operations in 1982 after several years of profits.

Current income taxes on downstream operations fell from $0.8 billion in 1981 to negative $0.2 billion in 1982 due to large capital outlays in the latter year which led to credits against previous taxes paid. The drop in current taxes was partially offset by a more than $100 million increase in deferred taxes which slowed the decrease in downstream cash flow (down 36%).

OTHER CANADIAN OPERATIONS

The after-tax loss on other Canadian operations (e.g. drilling services, coal and uranium mining) totalled $0.5 billion compared with a breakeven result in 1981 (Table 2). The 1982 loss was primarily due to the allocation of substantial interest charges to this segment by a number of Canadian-controlled companies involved in takeover activity and, to a lesser extent, by some integrated companies. The disproportionately large allocation of interest charges to the other Canadian operations segment (5% of revenues but 38% of interest charges) prevents a meaningful assessment of this segment's financial performance.

FOREIGN OPERATIONS

After-tax losses on foreign operations amounted to $0.4 billion compared with profits of $0.1 billion in 1981. Canadian-controlled companies accounted for the bulk of this loss because of write-downs of foreign assets. A number of these firms also reported losses on foreign operations due to higher operating costs and declining revenues.

---

(1) Inventory gains resulting from changes to the Petroleum Compensation Charge (PCC) are shown in the 1981 Petroleum Monitoring Survey (p.19). Recent changes to the PCC are presented in Appendix B, Table 3.

2 - SOURCES OF FUNDS

Total sources of funds available to the industry dropped marginally to $23 billion. Internal cash flow contributed $7 billion and the balance came from external sources (Table 3). The latter accounted for 69% of total industry funds, up from 65% the previous year.

Table 3

SUMMARY--SOURCES OF FUNDS (a)

	1981	1982	Increase (Decrease)		Share of Total 1981	Share of Total 1982
	--- $ billions ---			(%)		(%)
INTERNAL SOURCES						
Net Income	$3.1	$1.5	$(1.6)	(52)	13	7
Non-cash Items(b)	5.0	5.6	0.6	12	22	24
Total Internal Sources	8.1	7.1	(1.0)	(13)	35	31
EXTERNAL SOURCES						
New Long-term Debt(c)	9.7	3.5	(6.2)	(64)	42	15
New Equity(c)	2.1	3.2	1.1	52	9	14
Working Capital Decrease(c)	1.2	4.3	3.1	261	5	19
PIP and Other Incentives	0.8	1.5	0.7	81	3	7
All Other Sources	1.4	3.3	1.9	138	6	14
Total External Sources	15.2	15.8	0.6	4	65	69
TOTAL SOURCES OF FUNDS	23.3	22.9	(0.4)	(2)	100	100

NOTES: (a) Appendix C, Schedule 2 shows detail.

(b) Includes deferred taxes, E&D expenditures written off against current income, and other non-cash items (depreciation, depletion and amortisation) that do not require a financial outlay in the reporting period.

(c) Represents the net amount of new long-term debt, equity, or funds from drawing down working capital by those companies that reported obtaining funds from these sources. A net reduction in these categories, as reported by some companies, is shown as a use of funds in Table 6 (p. 3-1).

Foreign-controlled firms obtained 55% of their total funds from internal cash flow in 1982 contrasted with 17% for Canadian-controlled companies (Appendix C, Schedule 2). The lower proportionate contribution of internal cash flow to total sources of funds for Canadian-controlled firms is primarily due to their weak net income performance and the issuance of debt and equity to finance acquisitions in 1982.

INTERNAL SOURCES

Internal cash flow from total operations decreased 13% to $7.1 billion as a 52% drop in the net income component (Table 3) was moderated by a 12% rise in non-cash items (added to net income to determine cash flow) which reached $5.6 billion. Write-downs of foreign assets and higher depreciation charges resulted in the internal cash flow of Canadian-controlled firms falling less (21%) than net income (down 100%). Higher deferred taxes (primarily related to downstream expenditures) for foreign-controlled companies caused internal cash flow (off 7%) to decrease more slowly than profits (down 19%).

Upstream cash flow increased 10% in contrast to declines in all other segments (Table 4). The upstream segment accounted for 81% of total cash flow in 1982 compared with 64% in 1981. Although downstream net income fell 69%, higher deferred taxes moderated the decline in that segment's internal cash flow (down 36%).

Table 4

INTERNAL CASH FLOW BY SEGMENT[a]

	1981	1982	Increase (Decrease)	
	$ billions			(%)
Canadian-Controlled Companies				
Upstream	$2.1	$2.2	$0.1	8
Downstream	0.5	0.3	(0.2)	(41)
Other[b]	0.5	-	(0.5)	-
Total Canadian-Controlled	3.1	2.5	(0.6)	(21)
Foreign-Controlled Companies				
Upstream	3.1	3.5	0.4	11
Downstream	1.6	1.0	(0.6)	(34)
Other[b]	0.3	0.1	(0.2)	(59)
Total Foreign-Controlled	5.0	4.6	(0.4)	(7)
Total Industry				
Upstream	5.2	5.7	0.5	10
Downstream	2.1	1.3	(0.8)	(36)
Other[b]	0.8	0.1	(0.7)	(94)
TOTAL INDUSTRY	8.1	7.1	(1.0)	(13)

NOTES: (a) See Appendix C, Schedule 2 for more details.

(b) Comprises internal cash flow generated by foreign activities and other Canadian operations.

EXTERNAL SOURCES

Funds from external sources rose 4% to $15.7 billion with a decrease in new long-term debt more than offset by funds obtained by drawing down working capital balances, gains in "all other sources", higher PIP payments and new equity issues; the latter two increases were accounted for by Canadian-controlled companies.

The $3.5 billion of new long-term debt issued in 1982 was divided among several companies with foreign-controlled firms accounting for one-half of this amount. Nearly one-half of the $3.2 billion in new equity in 1982 was issued by publicly held Canadian-controlled companies.

All other sources of funds includes receipts from asset or investment sales and prepayments. The $1.9 billion increase in this category mainly represented pre-payments received by PMA companies for natural gas production not taken. In return for these pre-payments, future take-or-pay contract levels were reduced from 85% to 60%.

PMA firms estimated their Petroleum Incentives Program (PIP) payments at $1.3 billion in 1982 -- $1 billion paid by the federal government and $300 million by the Alberta government (Table 5). Of the increase in PIP payments, 89%, or $518 million, was related to activities on the Canada Lands. Canadian-controlled companies accounted for nearly $1.2 billion, 93% of total PIP receipts.

Table 5

ESTIMATED PIP PAYMENTS (a)

	Canadian-Controlled		Foreign-Controlled	
	1981	1982	1981	1982
	------ $ millions ------			
Provinces				
British Columbia	$ 21	$ 31	-	-
Alberta	216	264	-	-
Other	9	15	-	-
Total Provinces	246	310	-	-
Canada Lands				
Beaufort Sea	195	469	49	32
Labrador East	50	168	51	28
Atlantic Shelf South(b)	95	189	3	23
Other	22	65	4	13
Total Canada Lands	362	891	107	96
TOTAL	608	1,201	107	96

NOTES: (a) Appendix B, Table 5 provides additional detail. In addition to the accrual amounts shown, smaller non-reporting companies and non-corporate entities are estimated to have earned $110 million in PIP in 1982.

(b) Includes Hibernia and Sable Island.

3 - USES OF FUNDS

Funds applied for all purposes decreased slightly to $23 billion. Increased outlays on capital expenditures in Canada, greater repayment of long-term debt, and larger repurchases of equity were partially offset by drops in other uses (mainly for acquisitions), slower creation of working capital, and reduced capital expenditures abroad (Table 6). Two-thirds of the $3.6 billion long-term debt repayment in 1982 represents debt which became due during that year.

Table 6

SUMMARY--USES OF FUNDS

	1981	1982	Increase (Decrease)		Share of Total 1981	Share of Total 1982
	--- $ billions ---			(%)	(%)	
CAPITAL EXPENDITURES						
Expenditures in Canada(a)	$10.1	$10.5	$0.4	3	44	46
Expenditures Abroad	1.8	1.2	(0.6)	(34)	7	5
Total Capital Outlays	11.9	11.7	(0.2)	(2)	51	51
OTHER USES OF FUNDS						
Repurchase of Equity(b)	0.3	0.8	0.5	132	1	4
Working Capital Increase(b)	2.2	1.2	(1.0)	(45)	9	5
Repayment of Long-term Debt(b)	0.7	3.6	2.9	390	3	16
Dividends	1.1	1.0	(0.1)	(7)	4	4
All Other Uses (c)	7.0	4.5	(2.5)	(35)	30	20
Total Other Uses	11.4	11.2	(0.2)	(2)	49	49
TOTAL ALL USES	23.3	22.9	(0.4)	(2)	100	100

NOTES: (a) Expenditures are before reductions for PIP payments and other grants.

(b) Represents the net application of funds to repurchase equity, repay long-term debt, or build up working capital by those companies that reported using funds for these purposes. A net increase in these categories, as reported by some companies, is shown as a source of funds in Table 3 (p. 2-1).

(c) Mainly funds for acquisitions.

CAPITAL EXPENDITURES

Total capital expenditures fell 2% to $11.7 billion (Table 7). A $0.4 billion increase in capital expenditures in Canada was more than offset by a decline of $0.6 billion in expenditures abroad.

Table 7

CAPITAL EXPENDITURES[a]

	1981	1982	Increase (Decrease)		Share of Total 1981	Share of Total 1982
	$ billions			(%)	(%)	
Exploration	$3.9	$3.5	$(0.4)	(7)	32	31
Development	1.1	1.0	(0.1)	(12)	9	9
Production	1.4	1.5	0.1	5	12	13
Non-conventional[b]	0.5	0.4	(0.1)	(28)	4	3
Total Upstream[c]	6.9	6.4	(0.5)	(7)	58	55
Downstream	2.0	2.5	0.5	27	17	21
Energy Mining	0.3	0.2	(0.1)	(53)	3	2
All Other	1.0	1.4	0.4	51	8	12
Total Canadian	10.1	10.5	0.4	3	85	90
Expenditures Abroad	1.8	1.2	(0.6)	(34)	15	10
TOTAL EXPENDITURES	11.9	11.7	(0.2)	(2)	100	100

NOTES: (a) More detail is presented in Appendix C, Schedules 3 and 4.

(b) Includes oil sands and non-conventional heavy oil projects.

(c) Includes PIP payments.

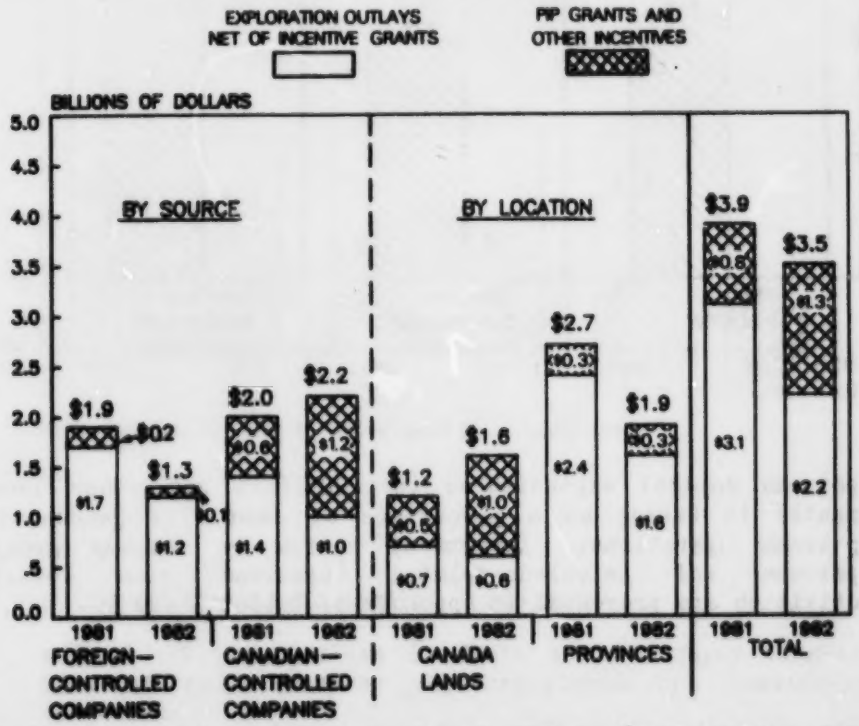
Upstream: Upstream expenditures decreased 7% to $6.4 billion, with three-fifths of the drop due to lower exploration outlays. Net of PIP grants and similar payments, upstream outlays by the foreign-controlled and Canadian-controlled sectors declined 14% and 25% respectively.

Decreased exploration and development expenditures resulted in lower levels of physical activity and accomplishment. Well completions (exploration and development) fell 17% from 1981 levels while the number of metres drilled dropped 23% (Appendix B, Table 6).

Exploration outlays in 1982 were down 7% to $3.5 billion, with a drop by the foreign-controlled sector moderated by a rise by Canadian-controlled companies (Chart 3). PIP grants and similar payments by the federal and provincial governments financed more than one-third of the $3.5 billion in 1982 exploration outlays, with Canadian-controlled companies receiving a much higher proportion of their exploration expenditures in the form of grants than did foreign-controlled firms. Exploration spending on provincial lands fell 28%, contrasted with a 40% rise on the Canada Lands -- these latter outlays now representing nearly one-half of total exploration spending (Appendix B, Tables 7 and 8).

Chart 3

EXPLORATION EXPENDITURES IN CANADA



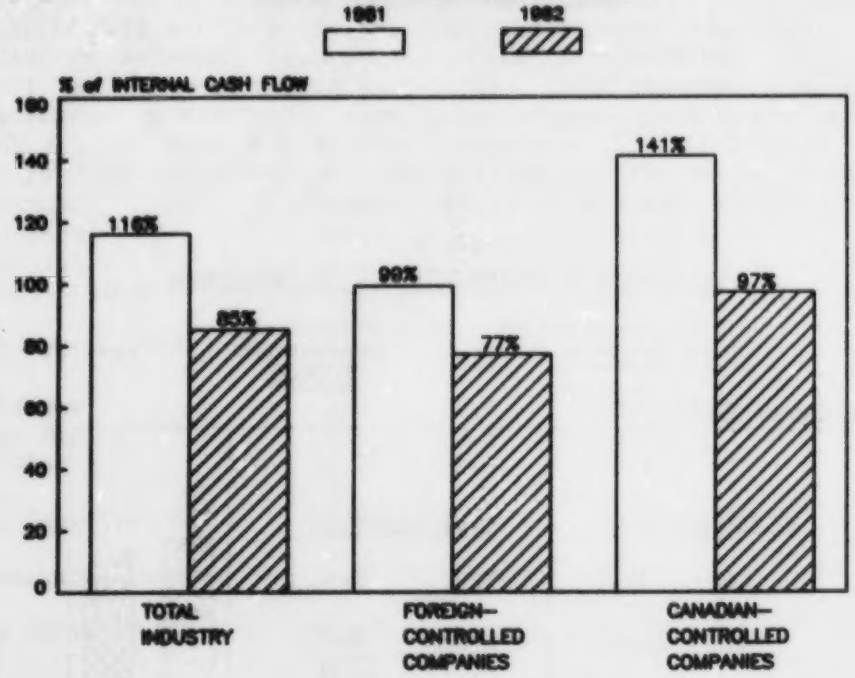
Downstream: Capital spending increased 27% to $2.5 billion during 1982. Most of the increase occurred during the first half of the year and involved refinery modifications and new and upgraded petrochemical plants.

All Other: These expenditures rose more than 50% to $1.4 billion. They included outlays for drilling ships, caissons, and drilling rigs, with about one-quarter of the total amount representing capitalized interest charges related to pre-start-up project expenditures.

INVESTMENT RATIOS

The industry reinvested in upstream capital expenditures 85% of internal cash flow generated by upstream operations, down from 116% during the preceding period (Chart 4) as the result of higher upstream cash flow and lower capital expenditures. Canadian-controlled companies continued to invest at a higher rate than their foreign-controlled counterparts although the gap narrowed during 1982.

Chart 4
UPSTREAM INVESTMENT RATIOS



NOTE: Upstream capital expenditures (net of PIPs and other incentive grants) in Canada as a percentage of cash flow generated from upstream operations. Investment ratios by company group for upstream and petroleum-related (upstream plus downstream) activities are presented in Appendix B, Tables 9 and 10.

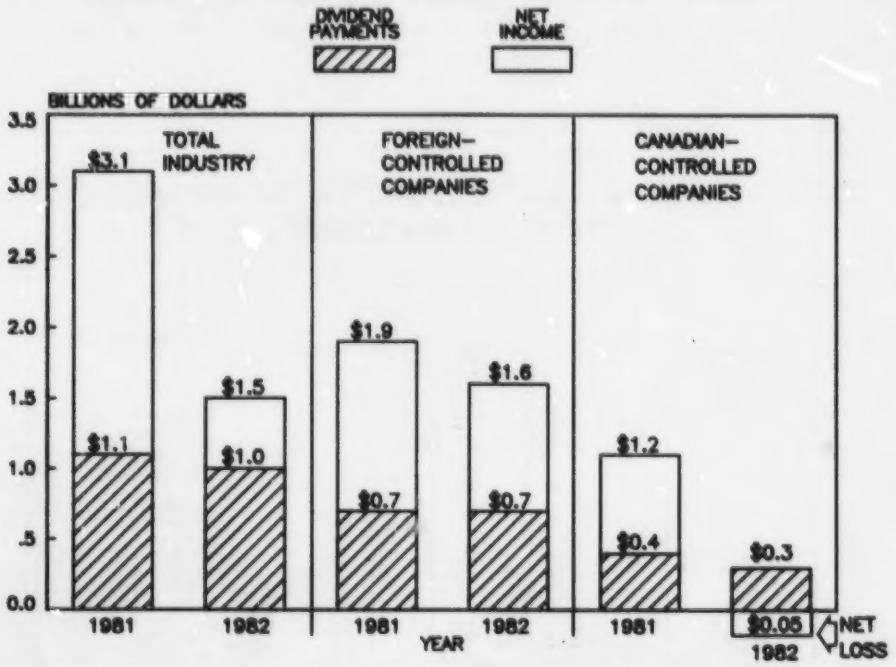
Because of increased capital outlays in the downstream segment (up 27%), the decline in the investment ratio for petroleum-related (upstream plus downstream) activities (down 6 percentage points to 104%) was considerably less than that in the upstream ratio (down 31 points) -- see Appendix B, Table 9 for detail.

DIVIDEND PAYMENTS

Dividend payments for the industry declined 7% to $1 billion, in contrast with the 52% drop in net income (Chart 5). Dividends paid by foreign-controlled corporations held steady at $0.7 billion despite a 19% drop in profits. Canadian-controlled firms reported dividends of $0.3 billion in 1982, down 20%, although this group of companies registered a loss of $54 million. Several Canadian-controlled companies that incurred losses in 1982 paid no dividends, but some drew on retained earnings to make dividend payments.

Chart 5

DIVIDEND PAYMENTS COMPARED WITH NET INCOME



NOTE: Appendix B, Table 11 shows detail by company group.

OTHER USES

Other significant changes in uses of funds were:

- a $2.9 billion increase in funds used to repay long-term debt. Most of this increase was registered by Canadian-controlled companies.

- a $1 billion drop in working capital expansion -- the bulk of which was reported by Canadian-controlled companies

- a decline of 35% in all other uses to $4.5 billion. Most of the funds in this category were used to complete acquisitions begun in 1981.

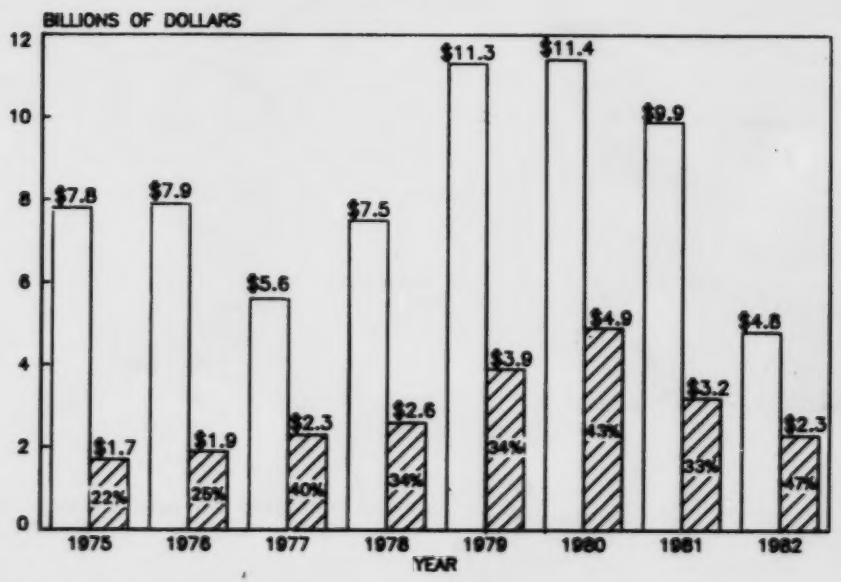
4 - COMPARATIVE PERFORMANCE: PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES

Statistics Canada data provide a basis for comparing petroleum sector financial performance with that of other sectors of the Canadian economy. These figures indicate that petroleum industry profits on Canadian operations fell 28% in 1982 vs. a 49% decline in net income for other non-financial industries.

In relative terms, as Chart 6 shows, net income of the petroleum industry in 1982 was 47% of that for all other non-financial industries -- an increase of fourteen percentage points compared with 1981 and 4 percentage points greater than the previous high recorded in 1980. The 47% ratio also reflects the relative improvement in performance of the petroleum industry during the second half of 1982 vs. the comparative first half figure of 37%.(1) In absolute terms, 1982 profits for the petroleum industry were in the range of those experienced in 1977-78.

Chart 6

COMPARISON OF NET INCOME PETROLEUM INDUSTRY VS. ALL OTHER CANADIAN INDUSTRIES



SOURCE: Statistics Canada 61-003, Industrial Corporations Quarterly. Figures exclude profits on foreign activities and are for companies with $10 million or more in total assets. Rate of return calculations on shareholders' equity and capital employed are shown in Appendix B, Table 12.

---

(1) Petroleum Monitoring Survey First Half 1982, p. 4-1.

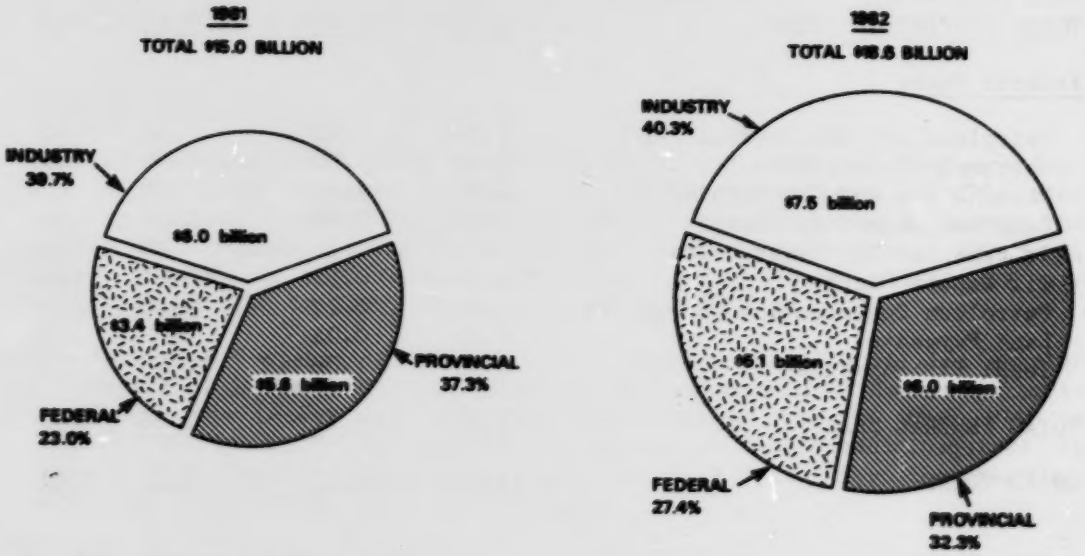
5 - UPSTREAM REVENUE SHARES: INDUSTRY AND GOVERNMENTS

Upstream revenues available for sharing rose by $3.6 billion in 1982 with industry, the provinces and the federal government all participating in the aggregate gain. Industry's revenues were up $1.6 billion, provincial governments' $0.4 billion and the federal government's $1.7 billion.

Chart 7 shows that a 4.4 percentage point increase (to more than 27%) in the federal government share of upstream revenues in 1982 was offset by a lower share for provincial governments (declining to about 32%) while the industry's share rose slightly to over 40%.(1) The increased federal share was largely due to higher revenues from energy taxes (PGRT, IORT, NGGLT) while the lower provincial share resulted from a reduction in average royalty rates.

Chart 7

UPSTREAM REVENUE SHARES: INDUSTRY AND GOVERNMENTS



NOTE: Table 8, page 5-2 shows more details.

(1) Revenue shares are estimated for the entire upstream industry and are not limited to PMA reporting firms. The methodology used to calculate revenue shares is that employed in the federal government's NEP Update of June 1, 1982. Figures for revenue sharing components not primarily related to upstream operations (e.g. the Petroleum Compensation Charge (PCC) and the Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT)) were obtained from Revenue Canada, Statistics Canada and provincial governments.

Table 8

UPSTREAM REVENUE SHARES: INDUSTRY AND GOVERNMENTS

	REVENUES 1981	REVENUES 1982	INCREASE (DECREASE)	
	- - - - $ billions - - - -			(%)
Industry Share				
Internal Cash Flow	$5.86	$6.44	$0.58	10
PIP and Other Incentive Payments	0.92	1.60	0.68	74
less: Land Payments	0.83	0.53	(0.30)	(36)
TOTAL INDUSTRY SHARE	5.95	7.51	1.56	26
Provincial Share				
Royalties and Freehold Tax (a)	4.62	5.34	0.72	16
Land Payments	0.82	0.52	(0.30)	(36)
Corporate Income Tax (b)	0.21	0.37	0.16	76
Oil Export Charge	0.36	0.32	(0.04)	(10)
less: PIP and Other Incentives	0.41	0.52	0.11	27
TOTAL PROVINCIAL SHARE	5.60	6.03	0.43	8
Federal Share				
Petroleum and Gas Revenue Tax	1.06	1.70	0.64	60
Corporate Income Tax	1.28	1.57	0.29	23
Natural Gas and Gas Liquids Tax	0.83	1.19	0.36	43
Canadian Ownership Charge	0.55	0.85	0.30	54
Incremental Oil Revenue Tax	-	0.28	0.28	-
Oil Export Charge	0.36	0.32	(0.04)	(10)
Petroleum Compensation Charge (c)	(0.13)	0.27	0.40	-
Land Payments	0.01	0.01	-	-
less: PIP Payments	0.51	1.08	0.57	111
TOTAL FEDERAL SHARE	3.45	5.11	1.66	48
GRAND TOTAL	15.00	18.65	3.65	24

NOTES: (a) Data obtained from provincial sources. Figures are net of provincial incentives, new oil and gas royalty holidays and enhanced recovery royalty relief. Indian and freehold royalties and royalties paid to freeholders are excluded.

(b) Net of industry rebates from provincial governments.

(c) Revenue accruing to the Government of Canada less amounts required to finance oil import compensation, production qualifying for the New Oil Reference Price (NORP), Special Old Oil Price (SOOP), deliveries of Canadian crude to Atlantic Canada and certain exchanges of crude oil between Canada and the United States.

INDUSTRY SHARE

Upstream revenues accruing to the petroleum industry increased 26% to $7.5 billion, and the industry's share rose slightly to over 40% (Chart 7). Greater revenues from internal cash flow(1), increased receipts of PIP grants, and lower land payments all contributed to the rise in industry revenues (Table 8).

PROVINCIAL SHARE

Although revenues rose 8% to $6 billion, the provincial governments' share decreased 5 percentage points to just over 32%. The increase in provincial revenues was due to higher receipts from royalties and freehold taxes (see Table 8) which rose to more than $5 billion (Alberta $4.7 billion, Saskatchewan $0.3 billion, British Columbia $0.2 billion). Although the aggregate amount of royalty payments increased, the average rate of provincial royalties as a percentage of upstream revenues dropped from 25.4% in 1981 to 24.5% in 1982.

Land payments to the provinces declined 36% to $520 million in 1982 (Alberta $424 million, Saskatchewan $38 million, British Columbia $48 million), while provincial income tax revenues (net of incentives) rose $160 million to $370 million.(2)

FEDERAL SHARE

Federal revenues were up 48% to $5.1 billion, and accounted for more than 27% of the total revenues in 1982. The major contributors to this rise were the energy taxes PGRT, IORT, and NGGLT, which together accounted for nearly $1.3 billion of the $1.7 billion increase in revenues. Corporate tax payments to the federal government on upstream activities are estimated at $1.6 billion, an increase of some $300 million.

The Petroleum Compensation Charge (PCC) registered a $270 million surplus at the end of 1982. Under the terms of the September 1981 federal/Alberta agreement, the intent was to adjust the level of the PCC from 1981 to 1986 so as to leave no revenue in excess of the amount required to finance oil import compensation and oil qualifying for the New Oil Reference Price (NORP) over that period.

---

(1) Total industry cash flow was calculated by grossing up PMA data by a factor derived from the ratio of total industry upstream revenues to comparable revenues for PMA reporting companies (Appendix B, Table 1).

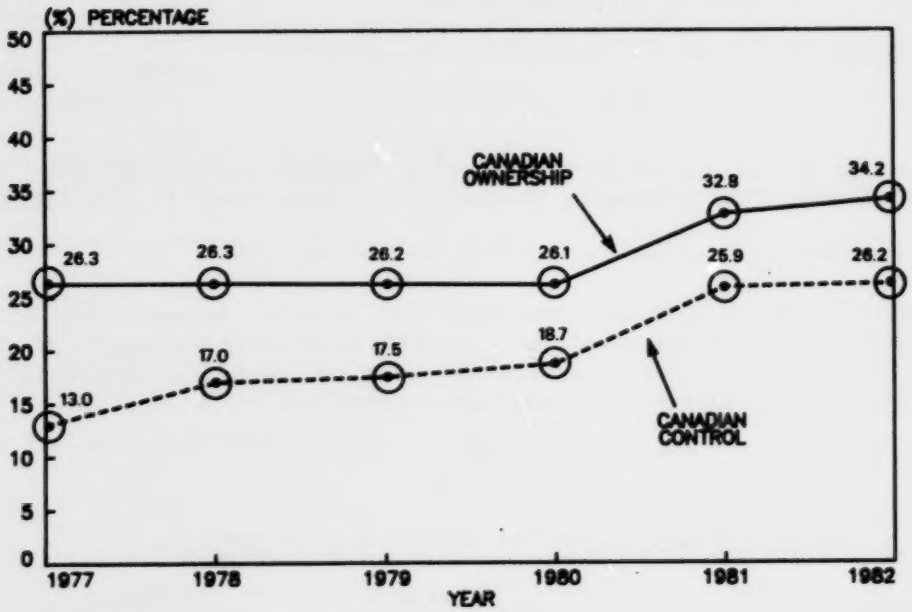
(2) Total industry income taxes were derived by grossing up PMA tax data (both federal and provincial) by a factor of one-half of that used for the cash flow calculations. This reduced gross up factor was used because the smaller companies not reporting to the PMA are estimated to pay a lower percentage of current taxes than the average for PMA firms.

6 - OWNERSHIP AND CONTROL TRENDS

Canadian ownership and control of the petroleum industry, based on petroleum-related (upstream plus downstream) revenues, increased 1.4 and 0.3 percentage points in 1982 to reach 34.2% and 26.2% respectively (Chart 8). The 1982 increases represent a slowing from the larger 1981 changes in ownership (up 6.7 points) and control (up 7.2 points), primarily due to reduced acquisition activity.

Chart 8

CANADIAN OWNERSHIP & CONTROL OF THE PETROLEUM INDUSTRY BASED ON PETROLEUM-RELATED REVENUES



NOTE: Estimates for the years 1977 to 1980 were computed using Corporations and Labour Unions Returns Act (CALURA) ownership statistics. Estimates for 1981 and 1982 were developed by the PMA using data obtained (with the consent of reporting companies) from Balance of Payments (BOP) questionnaires collected by Statistics Canada.

Canadian ownership and control of upstream revenues were up 1.0 and 0.9 percentage points in 1982 to reach 38% and 37% respectively. Appendix B, Table 14, provides detail on this and some other bases for measuring ownership and control.

The impact of the factors accounting for the 1982 increases in Canadian ownership and control measured on petroleum-related (upstream plus downstream) revenues is as follows:

FACTOR	CONTRIBUTION TO Canadian Ownership	CONTRIBUTION TO Canadian Control
	(percentage points)	
Takeovers	0.4	0.4
Portfolio purchases of shares by Canadian investors	1.0	-
Other factors	0.3	0.1
Completion of a takeover initiated in 1981	(0.3)	(0.2)
TOTAL CHANGE	1.4	0.3

Takeovers of foreign-owned corporations by Canadian-controlled firms cost $3.5 billion in 1982 (Appendix B, Table 13), down from $7.6 billion in 1981.

The distribution of foreign ownership and control between the United States and other foreign countries remained relatively unchanged in 1982 (Table 9). The 1.4 percentage point rise in Canadian ownership was distributed evenly between the Canadian private and public sectors.

Table 9

OWNERSHIP AND CONTROL BY COUNTRY AND BY SECTOR(a)

	OWNERSHIP		CONTROL	
	1981	1982	1981	1982
	(%)		(%)	
United States	52.7	51.7	56.5	56.3
Other Foreign	14.5	14.1	17.6	17.5
TOTAL FOREIGN	67.2	65.8	74.1	73.8
Canadian Public Sector	7.9	8.6	8.3	9.1
Canadian Private Sector	24.9	25.6	17.6	17.1
TOTAL CANADIAN	32.8	34.2	25.9	26.2

NOTE: (a) Calculated on petroleum-related (upstream plus downstream) revenues using ownership data as at the end of 1982.

7 - INTERNATIONAL FLOWS OF FUNDS(1)

International flows of funds related to long-term investments by the Canadian petroleum industry resulted in a net outflow of $320 million in 1982 (Table 10). The lower 1982 outflows were largely due to a marked reduction in takeover activity. Inflows of $1.5 billion by Canadian-controlled companies in 1982 were offset by outflows totalling $1.8 billion by the foreign-controlled sector.

Table 10

INTERNATIONAL FLOWS OF FUNDS RELATED TO LONG-TERM INVESTMENTS(a)

	CURRENT ACCOUNT(b)			CAPITAL ACCOUNT(c)	TOTAL
	Interest	Dividends	Business Service Payments	Transactions	
1981	- - - - - - - - - -		$ billions	- - - - - - - - - -	
Canadian-Controlled	$(0.10)	$(0.03)	-	$0.62	$0.49
Foreign-Controlled	(0.11)	(0.50)	(0.20)	(4.96)	(5.77)
NET INFLOWS (OUTFLOWS)	(0.21)	(0.53)	(0.20)	(4.34)	(5.28)
1982					
Canadian-Controlled	(0.25)	-	(0.01)	1.72	1.46
Foreign-Controlled	(0.22)	(0.57)	(0.14)	(0.86)	(1.79)
NET INFLOWS (OUTFLOWS)	(0.47)	(0.57)	(0.15)	0.86	(0.32)

NOTES: (a) All figures are net amounts and exclude exports and imports of goods, transportation services, and changes in retained earnings. Appendix B, Table 15 shows additional detail including short-term capital flows -- these latter flows amounted to $307 million (net outflows) in 1982.

(b) Current account items include dividends, interest and business service payments.

(c) Capital account represents funds related to long-term investments, such as a parent company's investment in a foreign subsidiary.

---

(1) Data on international flows of funds are from Balance of Payments (BOP) questionnaires collected by Statistics Canada. These data show only a portion of the total international flows of funds for the Canadian economy. To obtain a complete picture, the petroleum industry data would have to be considered in the context of flows to all other sectors of the Canadian economy.

Canadian-controlled companies reported a net inflow on the capital account of $1.7 billion, made up of increased foreign portfolio investment (largely debt) and a small outflow in the form of direct investment abroad.(1) Partially offsetting this net inflow were interest payments to non-residents of nearly $250 million. The growing size of these payments reflects debt raised abroad largely to finance takeover activities.

Foreign-controlled companies recorded a net capital account outflow of $860 million, down from almost $5 billion in 1981. The 1982 outflow comprised a reduction in investment due to takeover activity and a decrease in foreign equity holdings partially offset by inflows in the form of debt raised abroad. Current account transactions for these companies amounted to some $920 million with dividend payments representing almost two-thirds of the total.

Appendix B, Table 15 shows that petroleum industry dividends and business service payments abroad largely flow to related companies. In 1982, 95% of dividends and 85% of business service payments abroad went to foreign parent companies (80% and 60% in 1981). When dividends and business service payments are added to reductions of foreign parent-held equity ($285 million), capital flows to foreign parent corporations in 1982 approached $1 billion compared to $600 million in 1981.

---

(1) Direct investment is used here to designate an investment made for both an economic return and some control over the management of a company. For the Canadian petroleum industry, direct investments are principally investments of foreign parents in their Canadian subsidiaries. Portfolio investment is made almost exclusively to obtain an economic return. All foreign-held debt and equity other than that owned by foreign parent corporations is portfolio investment.

8 - RESEARCH AND DEVELOPMENT ACTIVITIES

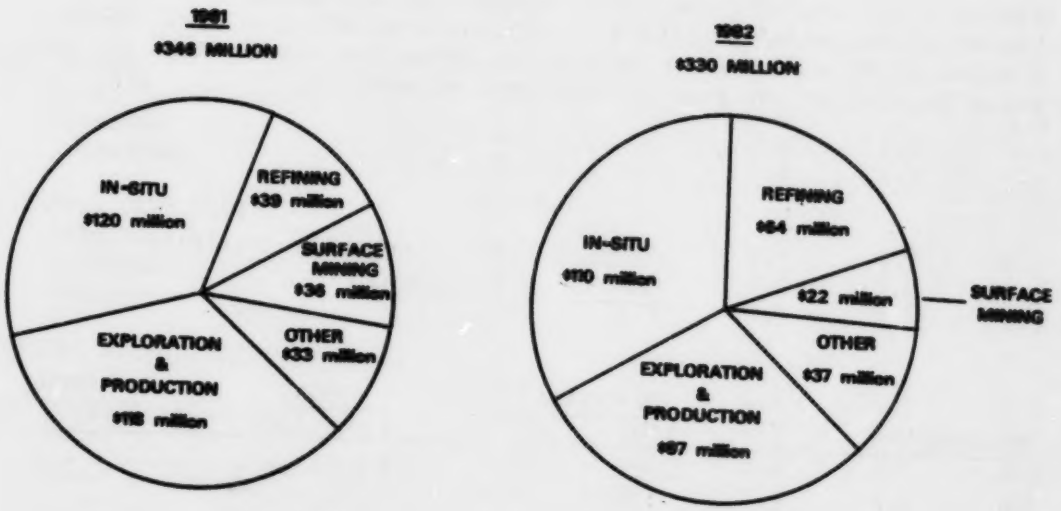
The petroleum industry spent $401 million on R&D activities in 1982, down 14% from 1981.(1) R&D expenditures by surveyed companies ('in-house' R&D) and contract work performed by others both fell in 1982 compared with the preceding year.

IN-HOUSE EXPENDITURES

PMA reporting companies spent $330 million on in-house R&D in 1982, a decrease of 5% (Chart 9). Reduced outlays on conventional oil and gas and in-situ oil were moderated by greater R&D expenditures related to refinery activity.(2)

Chart 9

IN-HOUSE R & D EXPENDITURES BY ACTIVITY



---

(1) Data are drawn from responses to two Statistics Canada questionnaires, Research and Development in Canadian Industry and Energy R&D Expenditures by Area of Technology, made available to the PMA under an agreement pursuant to the Statistics Act. There may be a small element of 'double counting' as the reported amount of 'in-house' R&D may include contract work performed for other petroleum companies.

(2) A total of 36 PMA companies, mostly larger firms, reported R&D expenditures in 1982 compared to 40 companies in 1981. In 1981, the petroleum industry spent an amount equal to 1.1% of sales on in-house R&D activities, while the average of all other non-financial industries was 1.2%.

Of the funds allocated to in-house R&D activity, the bulk (76%) were financed by the reporting companies. Residual amounts were derived from federal and provincial government grants and allocations from related companies. These latter amounts largely relate to the granting of exclusive international R&D "world product" mandates for specific areas of technology to Canadian subsidiaries by foreign parent companies.

The bulk of in-house R&D in Canada was conducted in Alberta and Ontario, which accounted for 63% and 24% of total outlays in 1982. Several companies in their annual reports to shareholders noted the opening of new R&D facilities or expansions during 1982. For example, Imperial Oil Ltd. continued construction of a process and automotive research laboratory in Sarnia estimated to cost $40 million when completed in 1983, while Shell Canada was completing construction of a $21 million research centre in Calgary.

CONTRACT EXPENDITURES

Contract R&D expenditures, both energy and non-energy related, by PMA reporting companies totalled $71 million, down 40% from 1981 (Table 11). A total of $27 million was paid to companies and institutions in Canada, while $44 million was paid to recipients abroad.

Table 11

CONTRACT R&D PAYMENTS
IN CANADA AND ABROAD

RECIPIENT	IN CANADA		ABROAD		TOTAL	
	1981	1982	1981	1982	1981	1982
	- - - - - - - - - -		$ million		- - - - - - - - - -	
Parent and Affiliate Companies	10	10	$49[(a)]	$43[(a)]	$59	$53
Other Corporations	56	14	1	1	57	15
Research Institutions	3	3	-	-	3	3
TOTALS	69	27	50	44	119	71

NOTE: (a) Amounts of $36 million and $34 million represented outlays on energy-related technologies in 1981 and 1982 respectively. No breakdown is available between energy and non-energy components for contract activities in Canada.

9 - FIVE-YEAR OPERATING SUMMARY: 1978-1982

The completion of five years of petroleum monitoring surveys provides a basis for comparing a number of characteristics of financial performance over the years 1978-1982. Table 12 presents trend data for 63 companies reporting to the PMA for which consistent statistics are available over the five-year period.(1)

Table 12

FIVE-YEAR OPERATING SUMMARY: 1978-1982

	1978	1979	1980	1981	1982
			$ billions		
REVENUES					
Total Operations(a)	25.7	32.8	41.2	48.9	52.5
Upstream	9.3	12.1	15.4	15.7	18.8
Downstream	15.3	18.5	23.3	28.6	29.6
NET INCOME					
Total Operations(a)	2.1	3.5	4.5	3.1	1.6
Upstream	1.8	2.3	2.8	1.6	2.1
Downstream	0.3	1.0	1.5	1.4	0.4
INTERNAL CASH FLOW					
Total Operations(a)	4.7	7.1	9.1	7.7	6.7
Upstream	3.8	4.9	6.4	5.0	5.4
Downstream	0.7	1.6	2.0	2.1	1.3
CAPITAL EXPENDITURES					
Upstream	3.7	4.7	6.4	6.1	5.6
Downstream	0.6	0.5	0.7	1.9	2.4
Other	0.2	0.5	0.7	1.2	1.4
Total in Canada	4.5	5.7	7.9	9.2	9.5
Expenditures Abroad	0.6	0.6	1.0	1.4	0.9
TOTAL CAPITAL OUTLAYS	5.1	6.3	8.9	10.6	10.4
DIVIDENDS	0.5	0.7	0.9	1.1	1.0
LONG TERM DEBT					
Amount Outstanding (as of December 31)	4.9	6.3	8.4	15.8	14.2

NOTE: (a) Includes "other Canadian" and foreign operations

---

(1) The 63 companies accounted for 85% of petroleum-related revenues reported to the PMA for 1982. Detailed operating statistics for these companies over the period 1978-82 are shown in Appendix C, Schedules 7 and 8.

HIGHLIGHTS

A number of major developments have taken place over the past five years:

1. Revenues have more than doubled -- growing at an annual compound rate of nearly 20% for both the upstream and downstream industry segments.

2. Net income has followed a much more erratic course, peaking in 1980 and tailing off in the last two years. The level of upstream and downstream profits, however, in 1982 was slightly higher than four years earlier.

3. Internal cash flow has declined from the peak levels of 1980 but still increased nearly 50% between 1978 and 1982.

4. Both capital expenditures and dividends have doubled over the five years.

5. Outstanding long-term debt, now $14 billion, is nearly triple the level in 1978. Most of this increase occurred in 1981 when additional debt was raised to finance acquisition activity.

Despite profit declines and adverse market circumstances, combined upstream and downstream capital expenditures in 1982 (net of PIP and other grants) were approximately equal to cash flow -- a reinvestment ratio of 100% compared with 93% in 1978 and 85% in the peak income year of 1980.

APPENDICES

		Page
A	GLOSSARY OF TERMS	A-1
B	SUPPLEMENTARY TABLES	
1	Comparison of PMA Data with 1982 Industry Aggregates	B-1
2	Petroleum and Natural Gas Supply and Demand Summary	B-2
3	Changes to the Petroleum Compensation Charge	B-3
4	Comparison of Interest Charges With Income Before Taxes	B-4
5	Detail on PIP Payments	B-5
6	Well Completions and Metres Drilled in Canada	B-6
7	Upstream Capital Expenditures--Provincial Lands	B-7
8	Exploration Expenditures in Canada--by Location	B-8
9	Ratio of Capital Expenditures to Internal Cash Flow	B-9
10	Ratio of Capital Expenditures and Inventory Investment to Internal Cash Flow in 1982	B-10
11	Dividend Payments	B-11
12	Rate of Return Calculations	B-12
13	Major Petroleum Industry Takeovers in 1982	B-13
14	Canadian Ownership and Control by Company Group and Category	B-14
15	International Flows of Funds in 1982	B-15
C	STATISTICAL SCHEDULES	
1	Income and Expense Statement	C-1
2	Sources and Uses of Funds	C-4
3	Upstream Canadian Capital Expenditures by Location	C-5
4	Capital Expenditures by Activity	C-6
5	Balance Sheet	C-7
6	Volume and Value of Production	C-8
7	Income and Expense Statement: 1978-1982	C-9
8	Sources and Uses of Funds: 1978-1982	C-10

GLOSSARY OF TERMS

Acquisitions--the acquisition of shares of other petroleum companies or the purchase of assets from such companies. Capital outlays for these purposes are included under the category 'All Other Uses of Funds' in monitoring reports.

All Other Sources of Funds--proceeds from the sale of assets or long-term investments and pre-payment received for future production.

All Other Uses of Funds--includes applications such as acquisitions, purchases of used machinery and equipment, and long-term investments.

Amortization--is the charge to expense over time of assets, other than depreciation, depletion, and E&D expensed. It also includes gains or losses on disposal of assets, write-downs of assets, and unremitted earnings from investments.

Canada Lands--areas of Canada outside provincial boundaries.

Canadian Control--in general a company is Canadian controlled when 50% or more of its voting shares are held by Canadian residents. In a few exceptional cases, when a significant block of shares is held by Canadian residents and the remaining shares are widely held, a company may be Canadian-controlled even though more than 50% of the voting shares are held by non-residents.

Canadian Ownership--the proportion of the total voting shares of a company held, either directly or indirectly (through other corporations), by Canadian residents.

Capital Employed--the book value of total assets less current liabilities.

Capital Expenditures--investments in new machinery, equipment, structures and resource properties, whether capitalized or charged directly to current operations, as well as intangibles (e.g. cost of leased equipment), capitalized interest and capitalized repair expenditures.

Current Income Tax--the portion of the provision for income taxes, both federal and provincial, payable in the reporting period.

Debt/Equity Ratio--the ratio of long-term liabilities (over one year) to shareholders' equity (share capital plus retained earnings). Depending upon their terms and conditions, preferred shares may be classified as either debt or equity (see "long-term debt").

Deferred Income Taxes--taxes accrued and reflected as an expense in the income statement, but not payable in the financial reporting period. Income taxes are deferred, for example, when companies write off capital assets (using capital cost allowances) for income tax purposes at rates that exceed those employed in preparing their financial reports.

Depletion--the amount charged to expense in the company's financial statements relating to depletable assets that have been capitalized. This is not the earned depletion allowance calculated for income tax purposes.

Depreciation--the amount charged to expense relating to depreciable assets that have been capitalized. This is not the amount of capital cost allowance that is used to compute depreciation for income tax purposes.

Development Expenditures--includes drilling costs in an area of already proven oil or natural gas reserves, expenditures on field gathering systems, and the cost of acquiring proven reserves.

Downstream Segment--includes refining, marketing, transportation and petrochemical operations.

Energy Mining--capital expenditures associated with uranium and coal mining (excludes oil sands mining).

Equity--the book value of shareholders' paid-up capital, contributed surplus and retained earnings.

Exploration--includes all lease fees and land acquisition costs, geological and geophysical expenditures, and exploratory drilling. Exploratory drilling is generally defined as a well drilled outside a proven area, or within a proven area but to a previously untested horizon, in order to determine whether oil or gas reserves exist. Also included are costs of dry wells, casing and other materials and equipment abandoned in place, and wells still in progress at year end.

External Sources of Funds--funds obtained from sources other than internal cash flow. Long-term debt and equity are the main examples.

Full Cost Accounting--an accounting method under which all costs incurred in prospecting for reserves and in acquiring, exploring and developing properties within large cost centres are capitalized and charged to expense as reserves deemed to be related to those costs are produced. Costs incurred include prospecting, leasing, acquisition, retention, exploration and development costs, and associated indirect costs (i.e. general and administrative costs). Operating costs are charged to expense as incurred.

Incremental Oil Revenue Tax (IORT)--a federal tax imposed at a rate of 50% of incremental old oil revenues after a deduction for Crown royalties. Incremental revenue is the difference between the actual revenue received from production and the revenue that would have been achieved under the NEP price schedule.

Integrated Companies--companies each of which had more than 1% of total industry revenues in both the upstream and downstream segments. Each of these companies has sizeable refined product, marketing and distribution operations.

Internal Cash Flow--includes net income after tax plus exploration and development expenditures expensed in the current period, depreciation, depletion, amortization and deferred income taxes.

Junior Companies--companies that are predominantly exploration- and production-oriented and are not in either the integrated or senior company groupings. Each junior company generates less than 1% of total industry upstream and downstream operations.

Long-term Debt--debt that has a maturity date greater than one year. Preferred shares may be treated as long-term debt when they are redeemable for a fixed amount without conversion privileges or voting rights.

Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT)--a federal tax imposed on marketable pipeline gas and natural gas liquids (NGLs). Marketable pipeline gas includes gas used in a processing or reprocessing plant, but excludes volumes reinjected into reservoirs. NGLs include ethanes, propanes, butanes or any mixtures thereof produced from gas at a processing or reprocessing plant.

New Oil Reference Price (NORP)--a special price which is applied to conventional new oil, synthetic crude oil and crude oil from Canada Lands. Conventional new oil is defined as oil from pools discovered after 1980, incremental oil recovered with the use of enhanced recovery techniques (other than waterflooding) commencing in 1981, and crude bitumen produced from experimental and non-integrated oil sands projects commencing operation after 1980. The NORP schedule, which is subject to a ceiling of 100 per cent of the international price, was established at $45.92/barrel on January 1, 1982. Changes effective in 1983 will be presented in the Monitoring Survey for the first half of that year.

Non-cash Charges--items expensed in the reporting period that do not require an actual financial outlay in that period, such as depreciation, depletion and amortization.

Non-conventional Heavy Oil--deposits below 23° API that are recoverable through enhanced recovery methods. Canadian deposits of heavy oil are typically in the 10 to 17° API range.

Oil Export Charge--the difference between the domestic and export price of heavy crude oil. Because of the low capacity of refineries in western Canada to process heavy crude oil, volumes that are surplus to Canada's requirements are exported. The federal government shares the export charge revenue with Alberta and Saskatchewan depending on the respective level of exports from each province.

Oil Sands--crude bitumen reserves from deposits that are generally solid unless heated and fall in the 6 to 10° API range. Athabasca, Peace River, Wabasca and Buffalo Head Hills are the main Canadian reserve areas.

Other Canadian Operations--include drilling services, coal and uranium mining, metal mining, and other non-petroleum related activities.

Petroleum Compensation Charge (PCC)--a levy imposed on refiners by the Government of Canada. Funds received from this levy are used to finance oil import compensation, to pay higher prices for production qualifying for the New Oil Reference Price (NORP) and the Special Old Oil Price (SOOP), and to pay for deliveries of Canadian crude oil to Atlantic Canada and certain exchanges of crude oil between Canada and the United States.

Petroleum Incentives Program (PIP)--provides direct incentive payments to enterprises conducting exploration, development, and production activities in Canada. The level of incentive varies according to the area of activity and is higher for enterprises that are Canadian controlled and have specified levels of Canadian ownership. The Government of Alberta administers and pays incentives for activities within Alberta and the federal government administers the program elsewhere in Canada.

Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT)--a tax on the net operating income from production of oil and gas. PGRT is not deductible for income tax purposes.

Production Expenditures--includes all expenditures relating to the production of crude oil and natural gas. Expenditures on natural gas processing plants are included.

Senior Companies--companies each of which have more than 1% of total industry revenues in either upstream or downstream operations.

Special Old Oil Price (SOOP)--a special wellhead price for conventional oil discovered after 1973, qualifying for provincial royalties at new oil rates, but not in receipt of the New Oil Reference Price (NORP). As announced in the NEP Update, SOOP was established at 75% of current world prices on July 1, 1982.

Successful Efforts Accounting--an accounting method by which only costs resulting directly in identifiable future benefits through discovery, acquisition or development of reserves are capitalized. Costs that do not provide identifiable future benefits are expensed as incurred, or are written off when the properties are determined to be non-productive. Such costs include those relating to geological and geophysical studies, retention of undeveloped properties, and non-productive exploration and development efforts.

Upstream Segment--activities and operations related to the search for, and development, production, extraction and recovery of crude oil, natural gas, natural gas liquids and sulphur, as well as the production of synthetic oil.

Working Capital--current assets (cash, short-term investments, accounts receivable, inventories) less current liabilities (accounts payable, debts and obligations maturing in less than one year).

Table 1

COMPARISON OF PMA DATA
WITH 1982 INDUSTRY AGGREGATES

	PMA	Industry Aggregate Estimates	Column 1 as percentage of Column 2
	($ millions)		(%)
UPSTREAM EXPENDITURES IN CANADA			
Exploration (including land)	3560	3802[a]	94
Development and Production	2829	3338[a]	85
TOTAL EDP (in Canada)	6389	7140[a]	89
PIP Grants	1297	1423	91
PGRT	1641	1700	97
UPSTREAM PRODUCTION REVENUES	19421	21788[b]	89
TOTAL REVENUES (excluding sales taxes)	45629[d]	47747[c]	95
PRODUCTION STATISTICS			
Crude Oil and Liquids (thousands m^3/day)	219	252[b]	87
Marketable Natural Gas (millions m^3/day)	165	190[b]	87

NOTES: (a) SOURCE: Statistics Canada 26-213 1982 Net Cash Expenditures of the Petroleum Industry. The Statistics Canada capital expenditure figures are collected from more than 400 reporting companies compared to about 100 for the PMA.

(b) SOURCE: Statistics Canada 26-006 Crude Petroleum and Natural Gas Production.

(c) SOURCE: Statistics Canada 61-003 Industrial Corporations - Financial Statistics.

(d) PMA data have been adjusted to exclude foreign operations to allow for a closer comparison to Statistics Canada data.

Appendix B-2

Table 2

PETROLEUM AND NATURAL GAS SUPPLY AND DEMAND SUMMARY (a)

	1981	1982	Increase (Decrease)
	(thousands m^3/day)		(%)
PETROLEUM(b)			
Production	256 (c)	252	(1)
Net Imports(d)	18	(15)	-
Consumption	286	255	(11)
	(billions m^3/year)		
NATURAL GAS			
Production	67.8	69.3	2
Net Exports	21.6	22.2	3
Consumption	43.1	44.2	2

NOTES: (a) Figures represent total industry activity and are derived from a number of sources -- provincial governments, EMR, and Statistics Canada. Industry's own use (e.g. refinery fuel) and inventory changes are not included.

(b) Includes conventional and synthetic crude oil and natural gas liquids (propane, butane and ethane) derived from gas plants and gas reprocessing plants.

(c) The 1981 figures reflect cutbacks of 9,540 m^3/d (60,000 b/d) on March 1 and a further similar amount on June 1, 1981. Alberta crude production was restored to normal levels following the September 1, 1981 energy agreement with the federal government.

(d) Net of exports of crude oil, natural gas liquids and refined products. On a gross basis, petroleum imports (including exchange receipts) in 1981 and 1982 were 88,000 and 61,000 m^3/d (553,000 and 382,000 b/d) respectively, or 31% and 24% of domestic consumption in those periods.

Table 3

CHANGES TO THE PETROLEUM COMPENSATION CHARGE

	Type of Change	Change ($/m^3)	Change ($/bbl)	Level of PCC ($/m^3)	Level of PCC ($/bbl)
1980					
April 1	Increase	0.94	0.15	6.29	1.00
July 10	Increase	4.72	0.75	11.01	1.75
November 1	Increase	5.03	0.80	16.05	2.55
1981					
January 1	Increase	15.73	2.50	31.78	5.05
March 1	Special Compensation Levy imposed	4.72	0.75	36.50	5.80
May 1	Canadian Ownership Charge imposed	7.24	1.15	43.74	6.95
June 1	Special Compensation Levy increase	6.92	1.10	50.66	8.05
June 3	Increase	7.87	1.25	58.52	9.30
September 22	Special Compensation Levy abolished	(11.64)	(1.85)		
	PCC increase	11.64	1.85	58.52	9.30
November 30	PCC decrease	(11.64)	(1.85)	46.88	7.45
1982	No changes	-	-	46.88	7.45

NOTE: Changes effective in 1983 will be presented in the Monitoring Survey for the first half of that year.

Appendix B-4

Table 4

COMPARISON OF INTEREST CHARGES WITH INCOME BEFORE TAXES[a]

	(1) Income Before Taxes	(2) Interest Charges Incurred	(3) Ratio of (2) to (1)
	($ millions)		(%)
Integrated	2863	404	14
Senior Companies			
Canadian-Controlled	2033	1,822	90
Foreign-Controlled	1118	26	2
Junior Companies			
Canadian-Controlled	758	761	101
Foreign-Controlled	298	244	82
TOTAL INDUSTRY	7070	3257[b]	46
Canadian-Controlled	2791	2583	93
Foreign-Controlled	4279	674	16

NOTES: (a) Column 1 presents figures on income before taxes from total operations and expensed interest while Column 2 shows total interest charges incurred (both expensed and capitalized). Column 3 is the ratio of Column 2 to Column 1.

(b) In addition to nearly $2.7 billion of interest charges expensed in 1982, $586 million was capitalized (almost all by Canadian-controlled companies).

Table 5

DETAIL ON PIP PAYMENTS

	Exploration	Development & Production	TOTAL	Canadian-Controlled	Foreign-Controlled
			$ millions		
British Columbia					
1981	17	4	21	21	-
1982	26	5	31	31	-
Alberta					
1981	154	63	216	216	-
1982	191	74	264	264	-
Saskatchewan					
1981	4	2	6	6	-
1982	2	6	8	8	-
Other Provinces					
1981	2	1	3	3	-
1982	3	4	7	7	-
Beaufort Sea					
1981	244	-	244	195	49
1982	501	-	501	469	32
Labrador East					
1981	101	-	101	50	51
1982	196	-	196	168	28
Atlantic Shelf South					
1981	98	-	98	95	3
1982	212	-	212	189	23
Other Canada Lands					
1981	26	-	26	22	4
1982	77	1	78	65	13
TOTAL					
1981	645	70	715	608	107
1982	1,208	89	1,297	1,201	96

NOTE: PIP payments are incentives to qualifying enterprises carrying out exploration, development and production activities in Canada. The Government of Alberta administers and pays the incentives for activities within that province, and the federal government administers the program elsewhere in Canada.

Table 6

WELL COMPLETIONS AND METRES DRILLED IN CANADA

	1981	1982	Increase (Decrease) (%)
WELL COMPLETIONS			
(number of wells)			
Exploratory	3199	2200	(31)
Development	3966	3778	(5)
TOTAL	7159	5978	(17)
METRES DRILLED			
(thousands)			
Exploratory	4379	2902	(34)
Development	3839	3450	(10)
TOTAL	8218	6352	(23)

SOURCE: Oilweek February 7, 1983
(includes Canada Lands data)

Table 7

UPSTREAM CAPITAL EXPENDITURES--PROVINCIAL LANDS[a]

	Exploration[b]		Development[b]		Production[c]	
	1981	1982	1981	1982	1981	1982
	----------	$ millions	----------			
British Columbia	291	172	57	39	43	27
Alberta	2,253	1,652	962	818	1,227	1,227
Saskatchewan	111	70	57	49	73	76
Other Provinces	34	40	14	13	17	11
TOTAL PROVINCES	2,689	1,934	1,090	919	1,360	1,341

NOTES: (a) Outlays on non-conventional heavy oil and oil sands are not included.

(b) Includes PIP payments and capitalized overhead.

(c) Includes capitalized overhead.

Table 8

EXPLORATION EXPENDITURES IN CANADA--BY LOCATION[a]

	1981	1982	Increase (Decrease)
	($ millions)		(%)
Provinces[b]	2,689	1,934	(28)
Canada Lands			
Beaufort Sea	570	773	36
Labrador East	366	377	3
Sverdrup Basin	46	70	52
Atlantic Shelf South	137	329	140
Total Canada Lands	1,159	1,626	40
TOTAL CANADA	3,847	3,560	(7)

NOTES: (a) Includes PIP payments and capitalized overhead.

(b) Appendix B, Table 7 provides a breakdown of exploration expenditures by province.

Table 9

RATIO OF CAPITAL EXPENDITURES
TO INTERNAL CASH FLOW

	Upstream(a)		Petroleum-related (b)	
	1981	1982	1981	1982
	(%)		(%)	
Integrated	94	72	84	106
Senior Companies				
Canadian Controlled	122	89	123	98
Foreign Controlled	80	64	80	63
Junior Companies				
Canadian Controlled	212	128	251	165
Foreign Controlled	266	189	260	185
TOTAL INDUSTRY	116	85	110	104
Canadian Controlled	141	97	145	111
Foreign Controlled	99	77	90	100

NOTES: (a) Upstream capital expenditures (net of PIP and other incentive payments) in Canada as a percentage of upstream cash flow.

(b) Petroleum-related (upstream plus downstream) capital expenditures in Canada as a percentage of internal cash flow generated by petroleum-related activities.

Table 10

RATIO OF CAPITAL EXPENDITURES AND INVENTORY INVESTMENT TO INTERNAL CASH FLOW IN 1982

	INVENTORY CHANGE	
	Excluded	Included
	(%)	(%)
Integrated	121	106
Senior Companies		
Canadian-Controlled	179	188
Foreign-Controlled	66	69
Junior Companies		
Canadian-Controlled	247	249
Foreign-Controlled	176	174
TOTAL INDUSTRY	143	139
Canadian-Controlled	200	208
Foreign-Controlled	112	101

NOTE: Inventory values are reported to the PMA on a total company basis. The figures in the first column compare total capital expenditures (net of PIP) excluding inventories with internal cash flow from total operations. The second column shows the effect on investment ratios of including inventory outlays with capital expenditures.

Table 11

DIVIDEND PAYMENTS

	1981	1982	Percent of Net Income(a) 1981	1982
	($ millions)		(%)	
Integrated	658	640	41	56
Senior Companies				
Canadian-Controlled	321	209	33	*
Foreign-Controlled	32	52	11	12
Junior Companies				
Canadian-Controlled	78	112	33	*
Foreign-Controlled	31	30	111	327
TOTAL INDUSTRY	1119	1043	36	69
Canadian-Controlled	399	321	33	*
Foreign-Controlled	720	722	37	46

NOTE: (a) Derived by dividing dividend payments for each company group by their net income on total operations (Appendix C, Schedule 1). Percentages are not shown where company groups reported operating losses (indicated by asterisks).

Table 12

RATE OF RETURN CALCULATIONS

SHAREHOLDERS' EQUITY[a]	1972	1979	1980	1981	1982
			(%)		
Manufacturing	11.0	16.7	14.9	11.4	4.2
Mining	5.9	21.8	18.9	7.3	(1.3)
Other Non-financial	11.5	14.3	13.4	12.5	8.9
TOTAL NON-FINANCIAL (excluding petroleum)	10.5	16.5	14.9	11.2	5.2
Petroleum	10.4	22.8	21.6	11.9	7.8

CAPITAL EMPLOYED[b]	1972	1979	1980	1981	1982
			(%)		
Manufacturing	8.2	12.2	11.2	9.1	4.5
Mining	4.8	15.4	13.4	5.7	1.0
Other Non-financial	7.4	9.4	9.2	9.1	7.1
TOTAL NON-FINANCIAL (excluding petroleum)	7.7	11.5	10.7	8.7	5.1
Petroleum	8.4	14.5	14.0	8.1	6.1

SOURCE: Statistics Canada 61-003, Industrial Corporations Quarterly.

NOTES: (a) Return on equity is defined as net profit after tax divided by book value. It measures the rate of return on shareholders' investment (paid-in capital and retained earnings). This measure is often used to compare the performance of companies that may vary by type and by size.

(b) Capital employed is defined as total assets less current liabilities. The net income figures used to compute rate of return on capital employed have been adjusted by adding the after-tax interest expense on borrowed funds.

Table 13

MAJOR PETROLEUM INDUSTRY TAKEOVERS IN 1982(a)

Company Acquired	Acquired by	Purchase Price ($ millions)
HBOG	Dome Petroleum	$2,000(b)
Texasgulf Canada	CDC	600
Marathon and Pan Ocean	Aberford Resources	225
Francana	Sceptre Resources	-(c)
Tenneco Oil	Harvard Resources	150
Chieftain Development(d)	Alberta Energy Company	168
Sabine Canada	Co-Enerco	103
Syncrude Canada (8.75%)	Alberta Oil Sands Equity	236
TOTAL		3,482

NOTES: (a) As reported in the press and other published sources.

(b) The takeover of Hudson's Bay Oil and Gas Company (HBOG) by Dome Petroleum was completed in March, 1982. The total purchase price was about $4.0 billion.

(c) Sceptre Resources purchased Francana by means of an exchange of assets -- thus, it is not possible to attach a dollar value to this transaction.

(d) Alberta Energy Company purchased 51% of Chieftain Development's equity.

Table 14

CANADIAN OWNERSHIP AND CONTROL
BY COMPANY GROUP AND CATEGORY

	OWNERSHIP		CONTROL	
	1981	1982	1981	1982
	(%)		(%)	
PETROLEUM-RELATED REVENUES[a]				
Integrated Companies	20.6	21.7	0.0	0.0
Senior Companies (b)	56.3	56.2	74.4	72.5
Junior Companies (b)	50.1	54.6	59.4	64.3
TOTAL INDUSTRY	32.8	34.2	25.9	26.2
TOTAL ASSETS				
Integrated Companies	21.6	23.3	0.0	0.0
Senior Companies (b)	59.7	63.0	84.9	85.0
Junior Companies (b)	58.5	62.4	71.9	76.5
TOTAL INDUSTRY	47.1	50.5	55.0	56.6
OTHER MEASUREMENT BASES				
Revenues				
Upstream	37.0	38.0	36.1	37.0
Natural Gas	39.9	41.5	41.3	43.7
Crude Oil	33.7	34.9	29.9	31.2
Downstream	30.5	31.7	19.9	18.9
Exploration Expenditures	45.0	57.4	50.2	62.4

NOTES: (a) Upstream plus downstream revenues.

(b) Includes both Canadian-controlled and foreign-controlled companies.

Table 15

INTERNATIONAL FLOWS OF FUNDS 1982

	CURRENT ACCOUNT						CAPITAL ACCOUNT			GRAND TOTAL
	Interest	Dividends Direct[a]	Dividends Other	Business Service Payments Direct[a]	Business Service Payments Other	TOTAL	Direct	Other	TOTAL	
					$ millions					
INTERNATIONAL TRANSACTIONS RELATED TO LONG-TERM INVESTMENTS IN CANADA										
Canadian-Controlled	$(247)	-	$(4)	-	$(8)	$(259)	-	$1731	$1731	$1472
Foreign-Controlled	(218)	(537)	(30)	(145)	(26)	(956)	(1365)	553	(812)	(1768)
INFLOWS (OUTFLOWS)	(465)	(537)	(34)	(145)	(34)	(1215)	(1365)	2284	919	(296)
INTERNATIONAL TRANSACTIONS RELATED TO LONG-TERM INVESTMENTS ABROAD										
Canadian-Controlled	-	-	5	1	-	4	(11)	-	(11)	(7)
Foreign-Controlled	-	2	-	-	30	32	(52)	-	(52)	(20)
INFLOWS (OUTFLOWS)	-	2	5	1	30	36	(63)	-	(63)	(27)
INTERNATIONAL TRANSACTIONS RELATED TO SHORT-TERM INVESTMENTS										
Canadian-Controlled						88	(67)	(42)	(109)	(21)
Foreign-Controlled			N/A[b]			58	(305)	(41)	(344)	(286)
INFLOWS (OUTFLOWS)						146	(370)	(83)	(453)	(307)
TOTAL										
Canadian-Controlled						(167)	(78)	1689	1611	1444
Foreign-Controlled						(866)	(1720)	512	(1208)	(2074)
INFLOWS (Outflows)						(1033)	(1798)	2201	403	(630)

NOTES: (a) Direct transactions are those which are between related companies (non-arm's length).

(b) Data not available due to disclosure considerations.

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1981	1982	CHANGE	1981	1982	CHANGE	1981	1982	CHANGE	1981	1982	CHANGE	1981	1982	CHANGE
	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
TOTAL INDUSTRY															
TOTAL REVENUES	14861	20443	21.2	29011	29994	3.4	3078	2972	-3.5	1686	1731	2.7	50636	55141	8.9
PORT & NGGLT	971	1690	74.0	0	0	-	0	0	-	0	0	-	971	1690	74.0
PCC	0	0	-	4237	3648	-13.9	0	0	-	0	0	-	4237	3648	-13.9
IORT	0	253	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	253	-
ROYALTIES	4978	5577	12.0	1858	1956	5.3	4	0	-91.7	93	160	71.9	6933	7694	11.0
TOT. REV. AFTER RYLTIES	10911	12923	18.4	22916	24390	6.4	3074	2972	-3.3	1593	1571	-1.3	38494	41836	8.7
INTEREST EXPENSES	742	1256	69.3	279	286	2.3	644	1005	56.1	125	123	-2.1	1791	2670	49.1
OPERATING COSTS	2908	3431	18.0	13697	16350	20.8	824	1110	34.7	628	677	7.8	18057	21768	20.6
E&D CHARGED TO OPER.	1468	1044	-28.9	1	0	-99.6	106	71	-33.4	102	26	-74.4	1678	1141	-32.0
DEPRECIATION	487	509	4.5	419	450	7.3	135	169	25.1	86	146	68.9	1127	1273	12.9
DEPLETION	536	815	52.1	0	0	-55.4	5	3	-45.3	174	222	27.1	715	1040	45.3
WRITE-OFFS, AMORT.	292	410	40.5	21	23	10.3	-106	-76	27.8	51	517	-	258	874	229.2
NON-CASH CHARGES & EDP	2783	2778	-0.2	441	473	7.1	141	166	18.3	414	911	120.1	3778	4327	14.5
OTHER EXPENSES	629	664	5.5	6006	6431	7.1	1537	1442	-6.1	166	154	-7.0	8337	8691	4.2
INCOME BEFORE TAXES	3849	4795	24.6	2493	650	-73.9	-71	-752	-	260	-294	-213.1	6531	4399	-32.6
CURRENT INCOME TAX	1403	1833	30.7	845	-217	-125.7	-114	-149	-30.5	28	135	385.2	2162	1603	-25.9
INC. AFT. CURR. INC. TAX	2447	2961	21.0	1648	867	-47.4	43	-603	-	232	-428	-284.8	4369	2797	-36.0
DEFERRED INCOME TAX	805	977	21.4	256	428	67.2	36	-67	-287.0	149	-55	-137.0	1245	1283	3.0
NET INCOME AFTER TAXES	1642	1985	20.9	1392	438	-68.5	7	-536	-	83	-373	-	3124	1513	-51.6
CASH FLOW	5230	5739	9.7	2089	1339	-35.9	183	-437	-338.5	646	483	-25.3	8147	7124	-12.6
TOTAL INTEGRATED															
TOTAL REVENUES	6776	8207	21.1	22725	23640	4.0	398	333	-16.4	21	24	11.5	29921	32204	7.6
PORT & NGGLT	397	690	73.8	0	0	-	0	0	-	0	0	-	397	690	73.8
PCC	0	0	-	3784	3169	-16.3	0	0	-	0	0	-	3784	3169	-16.3
IORT	0	154	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	154	-
ROYALTIES	2158	2387	10.8	1525	1581	3.7	0	0	-	0	0	-	3679	3969	7.9
TOT. REV. AFTER RYLTIES	4225	4976	17.8	17416	18889	8.5	398	333	-16.4	21	24	11.5	22060	24222	9.8
INTEREST EXPENSES	23	51	119.6	87	114	31.1	115	229	98.4	5	4	-22.7	230	398	72.5
OPERATING COSTS	1208	1468	21.6	12490	14824	18.7	121	161	32.2	1	4	171.5	13821	16456	19.1
E&D CHARGED TO OPER.	903	656	-27.3	0	0	-	76	39	-22.3	0	2	-	978	717	-26.7
DEPRECIATION	189	182	-3.8	301	291	-3.1	45	36	-19.7	2	1	-63.0	536	510	-5.0
DEPLETION	66	77	16.7	0	0	-	1	1	-3.2	0	0	-	67	78	16.5
WRITE-OFFS, AMORT.	162	183	12.8	15	3	-76.7	-1	-4	-201.5	1	-4	-	176	176	-0.2
NON-CASH CHARGES & EDP	1320	1098	-16.8	315	295	-6.5	120	91	-23.8	3	-3	-172.9	1758	1481	-15.7
OTHER EXPENSES	163	145	-11.0	2603	3210	23.3	93	67	-28.4	-1	0	115.4	2859	3422	19.7
INCOME BEFORE TAXES	1510	2213	46.5	1920	447	-76.7	-51	-214	-318.6	13	19	48.0	3392	2465	-27.3
CURRENT INCOME TAX	808	1094	35.4	671	-280	-141.7	-100	-122	-22.0	4	3	-21.4	1384	696	-49.7
INC. AFT. CURR. INC. TAX	702	1119	59.4	1248	727	-41.8	49	-92	-289.7	8	15	83.5	2007	1768	-11.9
DEFERRED INCOME TAX	167	282	68.5	188	390	107.9	39	-39	-199.4	0	0	-	395	633	60.6
NET INCOME AFTER TAXES	534	836	56.5	1061	336	-68.2	9	-53	-	8	15	83.5	1613	1138	-29.6
CASH FLOW	2022	2217	9.6	1564	1021	-34.7	168	-1	-100.7	12	13	8.3	3765	3250	-13.7

Appendix C-1

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1981 ($ MILLIONS)	1982 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS)	1982 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS)	1982 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS)	1982 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS)	1982 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)
FOREIGN CONTROLLED SENIOR															
TOTAL REVENUES	3103	3648	17.6	492	661	34.3	7	10	43.6	54	48	-9.8	3656	4368	19.5
PGRT & NGGLT	183	318	73.6	0	0	-	0	0	-	0	0	-	183	318	73.6
PCC	0	0	-	21	20	-4.6	0	0	-	0	0	-	21	20	-4.6
IGRT	0	31	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	31	-
ROYALTIES	931	1040	11.7	28	44	58.9	0	0	-	0	14	-	959	1098	14.5
TOT. REV. AFTER RYLTIES	1988	2259	13.6	444	598	34.6	7	10	43.6	54	35	-35.8	2493	2902	16.4
INTEREST EXPENSES	34	26	-22.2	2	0	-99.4	0	0	-	0	0	-	35	26	-26.1
OPERATING COSTS	586	601	2.6	6	6	-0.4	0	0	-100.0	14	7	-46.9	606	614	1.4
E&D CHARGED TO OPER.	352	261	-25.8	0	0	-	9	3	-68.9	20	11	-42.9	381	275	-27.7
DEPRECIATION	87	96	9.8	1	2	44.3	0	1	-	8	3	-63.9	97	102	5.0
DEPLETION	37	41	8.9	0	0	-	0	0	-	1	0	-98.8	39	41	4.9
WRITE-OFFS, AMORT.	86	108	25.5	-0	0	100.0	1	0	-75.0	7	8	21.5	93	116	24.7
NON-CASH CHARGES & EDP	562	506	-10.1	1	2	77.6	10	4	-62.1	36	22	-38.0	610	534	-12.4
OTHER EXPENSES	72	57	-21.5	423	578	36.5	-1	1	197.7	6	0	-100.0	500	636	27.0
INCOME BEFORE TAXES	734	1070	45.8	12	12	0.2	-2	5	365.5	-2	5	387.7	743	1092	47.1
CURRENT INCOME TAX	356	552	55.0	5	0	-96.3	-1	-6	-	8	1	-86.4	368	547	48.7
INC. AFT. CURR. INC. TAX	378	518	37.1	8	12	59.4	-1	11	-	-10	4	139.2	374	545	45.6
DEFERRED INCOME TAX	87	116	33.0	-0	0	100.0	1	1	-13.8	-3	5	244.3	84	122	44.3
NET INCOME AFTER TAXES	291	402	38.3	8	12	50.7	-2	10	-	-6	-1	84.8	290	424	46.0
CASH FLOW	941	1024	8.9	9	14	61.9	9	15	71.9	26	26	0.2	984	1079	9.7
CANADIAN CONTROLLED SENIOR															
TOTAL REVENUES	4798	5732	19.4	5740	5632	-1.9	1915	1891	-1.3	726	696	-4.1	13180	13951	5.9
PGRT & NGGLT	270	460	70.8	0	0	-	0	0	-	0	0	-	270	460	70.8
PCC	0	0	-	432	459	6.2	0	0	-	0	0	-	432	459	6.2
IGRT	0	52	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	52	-
ROYALTIES	1269	1404	10.6	305	329	7.8	1	0	-69.7	14	19	39.1	1589	1752	10.3
TOT. REV. AFTER RYLTIES	3260	3815	17.0	5003	4844	-3.2	1914	1891	-1.2	712	677	-4.9	10889	11227	3.1
INTEREST EXPENSES	319	562	76.4	182	165	-9.0	463	687	48.4	30	36	19.1	993	1450	46.0
OPERATING COSTS	822	952	15.8	1192	1707	43.2	464	538	15.9	400	402	0.5	2878	3599	25.0
E&D CHARGED TO OPER.	127	14	-89.2	1	0	-100.0	9	1	-94.3	77	0	-100.0	214	14	-93.3
DEPRECIATION	126	146	15.4	112	152	36.0	49	91	84.1	33	39	19.4	320	428	33.6
DEPLETION	276	437	58.3	0	0	-	4	0	-100.0	71	114	60.5	351	551	57.0
WRITE-OFFS, AMORT.	18	58	228.0	4	19	334.9	-106	-69	34.9	5	394	-	-79	403	-
NON-CASH CHARGES & EDP	547	654	19.6	118	172	46.1	-44	22	150.6	186	547	194.8	806	1395	73.0
OTHER EXPENSES	259	333	28.3	2956	2619	-11.4	1125	1167	3.8	68	81	18.2	4409	4201	-4.7
INCOME BEFORE TAXES	1313	1314	0.1	555	181	-67.4	-94	-524	-	28	-389	-	1802	583	-67.7
CURRENT INCOME TAX	211	200	-5.1	167	62	-63.0	-16	-20	-27.1	-6	24	-	356	266	-25.3
INC. AFT. CURR. INC. TAX	1102	1115	1.1	388	119	-69.4	-78	-503	-	34	-413	-	1447	317	-78.1
DEFERRED INCOME TAX	435	433	-0.7	68	37	-46.2	-31	-24	22.8	16	-79	-	489	367	-25.0
NET INCOME AFTER TAXES	667	682	2.3	320	82	-74.3	-47	-480	-	18	-334	-	958	-49	-105.2
CASH FLOW	1649	1769	7.2	506	291	-42.5	-122	-481	-295.5	220	134	-39.0	2253	1712	-24.0

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1981	1982	CHANGE	1981	1982	CHANGE	1981	1982	CHANGE	1981	1982	CHANGE	1981	1982	CHANGE
	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
FOREIGN CONTROLLED JUNIOR															
TOTAL REVENUES	719	1014	41.0	29	24	-17.1	104	95	-9.4	79	103	31.6	931	1236	32.8
PORT & NGGLT	37	79	110.5	0	0	-	0	0	-	0	0	-	37	79	110.5
PCC	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
IORT	0	7	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	7	-
ROYALTIES	213	261	22.5	0	0	-	0	0	-	1	8	-	214	269	25.8
TOT. REV. AFTER RYLTIES	469	667	42.4	29	24	-17.3	104	95	-9.4	78	95	22.8	680	882	29.7
INTEREST EXPENSES	115	200	73.9	1	0	-99.9	10	13	26.9	4	3	-36.5	131	216	65.2
OPERATING COSTS	112	159	41.3	2	3	3.7	55	68	23.0	21	25	19.4	191	254	33.2
E&D CHARGED TO OPER.	54	82	52.7	0	0	-	0	0	-	3	4	30.8	57	87	51.4
DEPRECIATION	13	17	28.6	1	1	20.6	4	4	1.5	1	2	193.5	19	24	28.5
DEPLETION	45	68	51.4	0	0	-55.4	0	0	-	12	19	60.6	57	87	52.8
WRITE-OFFS, AMORT.	25	39	56.1	0	0	-	4	4	-3.8	11	3	-69.4	40	46	17.1
NON-CASH CHARGES & EDP	137	207	50.5	1	1	0.1	8	8	-1.0	26	29	8.8	173	244	41.5
OTHER EXPENSES	48	60	26.4	21	18	-13.6	26	3	-87.4	2	3	82.5	97	85	-12.3
INCOME BEFORE TAXES	56	41	-26.3	3	2	-32.4	5	3	-47.0	25	36	46.6	89	82	-7.4
CURRENT INCOME TAX	22	19	-15.8	1	-0	-145.7	-3	-4	-67.2	8	19	146.5	28	33	17.3
INC. AFT. CURR. INC. TAX	34	23	-33.1	3	3	7.5	7	7	-7.5	17	17	0.9	61	49	-18.8
DEFERRED INCOME TAX	26	36	35.0	0	0	38.5	4	5	31.5	3	-1	-122.6	33	40	22.0
NET INCOME AFTER TAXES	7	-13	-273.1	2	3	7.2	4	2	-50.3	14	18	23.4	28	9	-66.9
CASH FLOW	171	229	34.0	3	4	5.5	15	15	-4.1	43	46	5.7	233	294	25.8
CANADIAN CONTROLLED JUNIOR															
TOTAL REVENUES	1465	1842	25.8	24	36	49.8	653	643	-1.6	806	859	6.6	2948	3381	14.7
PORT & NGGLT	84	143	69.5	0	0	-	0	0	-	0	0	-	84	143	69.5
PCC	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
IORT	0	9	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	9	-
ROYALTIES	411	485	18.1	0	2	-	3	0	-100.0	79	119	51.5	492	606	23.1
TOT. REV. AFTER RYLTIES	970	1206	24.3	24	34	40.9	650	643	-1.1	728	740	1.8	2372	2623	10.6
INTEREST EXPENSES	251	417	65.8	8	7	-15.1	56	77	37.5	86	81	-6.7	401	581	44.7
OPERATING COSTS	180	251	39.6	6	11	76.6	183	344	87.7	192	239	24.5	561	844	50.5
E&D CHARGED TO OPER.	33	30	-8.3	0	0	-	12	9	-30.6	2	8	304.6	47	47	-1.1
DEPRECIATION	70	68	-3.6	4	3	-28.9	37	38	1.8	43	101	134.5	155	209	35.5
DEPLETION	112	193	72.5	0	0	-	0	2	-	90	89	-1.5	202	284	40.2
WRITE-OFFS, AMORT.	1	22	-	2	0	-98.5	-3	-7	-137.2	27	118	332.3	27	133	387.2
NON-CASH CHARGES & EDP	216	313	44.8	6	3	-49.8	47	41	-11.6	163	316	94.1	431	673	55.9
OTHER EXPENSES	87	69	-20.4	2	6	233.1	293	203	-30.6	91	70	-22.8	472	348	-26.3
INCOME BEFORE TAXES	236	156	-33.9	2	8	240.4	71	-22	-131.6	196	35	-82.0	506	177	-65.0
CURRENT INCOME TAX	6	-31	-	1	1	9.0	5	3	-30.6	14	87	-	25	61	139.3
INC. AFT. CURR. INC. TAX	231	187	-18.8	1	7	-	66	-26	-139.2	182	-52	-128.4	480	116	-75.7
DEFERRED INCOME TAX	88	111	25.1	0	1	183.1	22	-10	-146.1	133	20	-85.2	245	121	-50.4
NET INCOME AFTER TAXES	142	77	-46.0	1	5	-	44	-16	-135.7	49	-71	-246.6	236	-5	-102.0
CASH FLOW	447	500	12.0	7	10	31.6	113	15	-86.4	345	264	-23.5	912	789	-13.4

SCHEDULE 2

SOURCES AND USES OF FUNDS

	1981 ($ MILLIONS) TOTAL INDUSTRY	1982	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS) INTEGRATED COMPANIES	1982	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS) FOREIGN CONTROLLED SENIOR	1982	CHANGE (%)
CASH GENERATED BY OPERATION	8147	7124	-12.6	3765	3250	-13.7	984	1079	9.7
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	9717	3532	-63.6	783	908	15.9	0	55	-
ISSUE OF SHARES	2115	3219	52.2	8	15	88.0	29	7	-74.1
GRANTS (PIP & OTHERS)	810	1463	80.7	128	119	-7.2	34	43	28.1
ALL OTHER SOURCES	1348	3214	138.4	270	759	181.5	153	332	117.0
WORKING CAPITAL DECREASE	1196	4315	260.7	260	396	52.4	9	27	216.5
TOTAL SOURCES OF FUNDS	23333	22868	-2.0	5214	5446	4.5	1208	1544	27.8
TOTAL CAPITAL EXPEND. IN CANADA	10154	10483	3.2	3696	4028	9.0	825	733	-11.2
CAPITAL EXPEND. IN U.S.A.	1024	593	-42.0	25	0	-99.0	13	0	-97.1
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	739	568	-23.2	2	23	-	19	27	48.5
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	1763	1161	-34.1	27	23	-13.0	31	28	-10.9
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	11917	11644	-2.3	3723	4051	8.8	856	760	-11.2
DIVIDENDS	1119	1042	-6.9	658	640	-2.7	32	52	63.8
REDUCTION OF EQUITY	334	777	132.3	113	245	116.8	83	125	50.4
TOTAL DIVID. & EQUITY REDUCT.	1454	1819	25.1	771	884	14.8	115	177	54.1
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	739	3620	389.7	43	5	-87.5	10	15	61.2
ALL OTHER APPLICATIONS	6975	4536	-35.0	71	208	194.0	63	256	306.0
WORKING CAPITAL INCREASE	2248	1249	-44.5	607	297	-51.1	165	335	103.8
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	23333	22868	-2.0	5214	5446	4.5	1208	1544	27.8

	1981 ($ MILLIONS) CANADIAN CONTROLLED SENIOR	1982	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS) FOREIGN CONTROLLED JUNIOR	1982	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS) CANADIAN CONTROLLED JUNIOR	1982	CHANGE (%)
CASH GENERATED BY OPERATION	2253	1712	-24.0	233	294	25.8	912	789	-13.4
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	6100	327	-94.6	230	764	231.5	2603	1479	-43.2
ISSUE OF SHARES	1393	2421	73.9	57	44	-22.5	629	731	16.3
GRANTS (PIP & OTHERS)	516	1049	103.3	7	15	97.7	125	238	90.8
ALL OTHER SOURCES	202	1273	-	185	186	0.1	538	664	23.5
WORKING CAPITAL DECREASE	604	3510	-	87	135	54.8	237	247	4.6
TOTAL SOURCES OF FUNDS	11068	10293	-7.0	801	1437	79.4	5043	4149	-17.7
TOTAL CAPITAL EXPEND. IN CANADA	3567	3800	6.5	489	489	0.1	1577	1433	-9.1
CAPITAL EXPEND. IN U.S.A.	412	170	-58.7	25	18	-28.2	550	405	-26.3
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	343	143	-58.4	52	24	-54.8	324	351	8.5
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	754	312	-58.6	77	41	-46.3	874	756	-13.4
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	4321	4112	-4.8	566	531	-6.2	2450	2189	-10.7
DIVIDENDS	321	209	-34.9	31	30	-2.4	78	112	42.9
REDUCTION OF EQUITY	81	161	98.5	55	233	320.8	2	14	-
TOTAL DIVID. & EQUITY REDUCT.	402	369	-8.0	86	263	205.0	81	126	56.0
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	372	3264	-	24	54	122.7	290	280	-3.3
ALL OTHER APPLICATIONS	4940	2319	-53.1	48	341	-	1854	1213	-34.6
WORKING CAPITAL INCREASE	1033	229	-77.9	76	47	-37.6	368	341	-7.5
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	11068	10293	-7.0	801	1437	79.4	5043	4149	-17.7

SCHEDULE 3

UPSTREAM CANADIAN CAPITAL EXPENDITURES BY LOCATION

	1981 ($ MILLIONS)	1982	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS)	1982	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS)	1982	CHANGE (%)
	TOTAL CANADIAN			PROVINCES			CANADA LANDS		
TOTAL INDUSTRY									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	1312	1069	-18.5	1111	896	-19.4	201	173	-14.0
EXPLORATION-DRILLING	2536	2492	-1.8	1578	1039	-34.2	958	1453	51.7
TOTAL EXPLORATION	3848	3560	-7.5	2689	1934	-28.1	1159	1626	40.3
DEVELOPMENT DRILLING	1093	957	-12.4	1090	919	-15.7	3	38	-
PRODUCTION	1423	1487	4.5	1360	1341	-1.4	63	146	132.4
NON-CONV. HEAVY OIL & OIL SANDS	532	384	-27.8	532	384	-27.8	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	6896	6389	-7.4	5671	4579	-19.3	1225	1810	47.8
FOREIGN CONTROLLED									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	658	498	-24.3	576	442	-23.2	82	56	-31.9
EXPLORATION-DRILLING	1214	841	-30.8	792	466	-41.2	422	375	-11.2
TOTAL EXPLORATION	1872	1339	-28.5	1368	908	-33.6	504	431	-14.6
DEVELOPMENT DRILLING	351	394	12.3	351	357	1.8	-0	37	-
PRODUCTION	660	840	27.3	608	699	14.9	52	142	173.2
NON-CONV. HEAVY OIL & OIL SANDS	404	299	-26.1	404	299	-26.1	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	3287	2872	-12.6	2731	2262	-17.2	556	609	9.5
CANADIAN CONTROLLED									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	654	571	-12.8	535	453	-15.3	119	117	-1.6
EXPLORATION-DRILLING	1322	1651	24.9	786	573	-27.2	536	1078	101.3
TOTAL EXPLORATION	1976	2221	12.4	1321	1026	-22.3	655	1195	82.6
DEVELOPMENT DRILLING	742	564	-24.1	739	562	-24.0	3	2	-47.4
PRODUCTION	763	647	-15.2	752	643	-14.5	11	4	-63.7
NON-CONV. HEAVY OIL & OIL SANDS	128	86	-33.1	128	86	-33.1	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	3609	3517	-2.5	2940	2316	-21.2	669	1201	79.6

SCHEDULE 4

CAPITAL EXPENDITURES BY ACTIVITY

	1981 ($ MILLIONS)	1982	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS)	1982	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS)	1982	CHANGE (%)
	TOTAL INDUSTRY			INTEGRATED COMPANIES			FOREIGN CONTROLLED SENIOR		
EXPLORATION	3847	3560	-7.5	1127	801	-28.9	493	380	-22.8
DEVELOPMENT	1093	957	-12.4	155	172	11.1	87	85	-2.3
PRODUCTION	1423	1487	4.5	403	471	16.9	175	233	33.4
OIL SANDS	532	384	-27.8	345	265	-23.1	39	20	-48.0
TOTAL UPSTREAM	6895	6389	-7.3	2029	1709	-15.8	793	718	-9.4
TOTAL DOWNSTREAM	1952	2485	27.3	1126	1840	63.5	1	3	121.1
URANIUM	28	10	-62.8	11	3	-76.0	1	0	-62.6
COAL	320	152	-52.6	293	102	-65.3	11	8	-26.2
ALL OTHERS	958	1447	51.1	237	375	58.1	19	3	-84.6
TOTAL CAPITAL EXPEND. IN CANADA	10154	10483	3.2	3696	4028	9.0	825	733	-11.2
TOTAL CAPITAL EXPEND. ABROAD	1763	1161	-34.1	27	23	-13.0	31	28	-10.9
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	11917	11644	-2.3	3723	4051	8.8	856	760	-11.2
	CANADIAN CONTROLLED SENIOR			FOREIGN CONTROLLED JUNIOR			CANADIAN CONTROLLED JUNIOR		
EXPLORATION	1427	1761	23.4	253	158	-37.6	549	461	-16.0
DEVELOPMENT	439	330	-25.0	109	137	25.7	303	234	-22.7
PRODUCTION	558	457	-18.1	83	137	64.8	204	189	-7.3
OIL SANDS	110	86	-22.5	21	13	-36.2	18	0	-99.1
TOTAL UPSTREAM	2535	2633	3.9	465	444	-4.5	1073	884	-17.6
TOTAL DOWNSTREAM	634	442	-30.3	0	0	-	191	200	4.3
URANIUM	3	0	-97.7	8	5	-36.5	5	2	-59.2
COAL	15	41	175.4	1	0	-39.1	0	0	-
ALL OTHERS	380	683	79.6	15	39	166.0	307	347	13.1
TOTAL CAPITAL EXPEND. IN CANADA	3567	3800	6.5	489	489	0.1	1577	1433	-9.1
TOTAL CAPITAL EXPEND. ABROAD	754	312	-58.6	77	41	-46.3	874	756	-13.4
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	4321	4112	-4.8	566	531	-6.2	2450	2189	-10.7

SCHEDULE 5

BALANCE SHEET

	1981 ($ MILLIONS)	1982 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS)	1982 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1981 ($ MILLIONS)	1982 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)
	TOTAL INDUSTRY			INTEGRATED COMPANIES			FOREIGN CONTROLLED SENIOR		
INVENTORIES	7259	6951	-4.2	4925	4421	-10.2	219	242	10.2
ACCOUNTS RECEIVABLE	8080	9212	14.0	3607	3703	2.7	1023	1299	27.0
OTHER CURRENT ASSETS	4100	3819	-6.9	1831	2046	11.8	290	470	62.0
TOTAL CURRENT ASSETS	19439	19983	2.8	10362	10169	-1.9	1533	2011	31.2
NET FIXED ASSETS	47463	53711	13.2	11737	13847	18.0	3363	3422	1.8
OTHER LONG-TERM ASSETS	5220	6494	24.4	897	1078	20.2	264	287	8.7
TOTAL ASSETS	72122	80188	11.2	22996	25095	9.1	5160	5720	10.9
ACCOUNTS PAYABLE	7355	8425	14.5	3598	3791	5.4	490	537	9.6
OTHER CURRENT LIABILITIES	4011	6556	63.5	1395	1108	-20.5	270	393	45.4
TOTAL CURRENT LIABILITIES	11366	14983	31.8	4992	4899	-1.9	760	930	22.3
LONG-TERM DEBT	18814	18738	-0.4	2331	3236	38.8	186	226	21.2
PREPAYMENT FOR DEF. PROD.	831	1877	125.8	280	538	92.2	157	279	77.3
ACCUM. DEF. INCOME TAX	7508	8795	17.1	2916	3557	22.0	763	892	16.9
OTHER LONG-TERM LIABILITIES	6133	5279	-13.9	90	232	158.3	393	428	-27.8
EQUITY	27469	30514	11.1	12386	12632	2.0	2700	2965	9.8
TOTAL LIAB, DEF TAXES & EQUITY	72122	80188	11.2	22996	25095	9.1	5160	5720	10.9
WORKING CAPITAL	8073	4999	-38.1	5370	5271	-1.8	772	1081	39.9
AMT OF ACC DEPR., DEPL. & AMO.	11213	14087	25.6	5662	6366	12.4	1495	1671	11.8
	CANADIAN CONTROLLED SENIOR			FOREIGN CONTROLLED JUNIOR			CANADIAN CONTROLLED JUNIOR		
INVENTORIES	1864	2028	8.8	56	51	-8.1	67	63	-5.2
ACCOUNTS RECEIVABLE	2363	2978	26.0	281	274	-2.5	309	295	-4.8
OTHER CURRENT ASSETS	1631	640	-60.7	67	123	83.9	130	186	42.9
TOTAL CURRENT ASSETS	5857	5646	-3.6	404	448	11.1	506	544	7.4
NET FIXED ASSETS	21733	23386	7.6	2520	3099	23.0	2711	3323	22.6
OTHER LONG-TERM ASSETS	2760	3293	19.3	168	453	169.1	194	490	153.0
TOTAL ASSETS	30350	32325	6.5	3092	4000	29.4	3411	4357	27.7
ACCOUNTS PAYABLE	2240	3067	36.9	321	232	-27.7	336	244	-27.3
OTHER CURRENT LIABILITIES	1817	4064	123.7	129	350	171.7	133	354	166.4
TOTAL CURRENT LIABILITIES	4057	7131	75.8	450	582	29.4	469	598	27.5
LONG-TERM DEBT	10390	7452	-28.3	1186	1896	59.8	1163	1860	61.7
PREPAYMENT FOR DEF. PROD.	199	597	200.8	46	133	188.4	46	133	188.5
ACCUM. DEF. INCOME TAX	2715	3039	11.9	237	280	18.1	278	341	22.6
OTHER LONG-TERM LIABILITIES	5072	4181	-17.6	138	135	-2.2	138	135	-2.3
EQUITY	7918	9925	25.3	1035	973	-5.9	1317	1270	-3.6
TOTAL LIAB, DEF TAXES & EQUITY	30350	32325	6.5	3092	4000	29.4	3411	4357	27.7
WORKING CAPITAL	1801	-1485	-182.5	-47	-134	188.2	37	-55	-246.8
AMT OF ACC DEPR., DEPL. & AMO.	2454	3795	54.7	420	583	38.6	461	626	35.9

SCHEDULE 6

VOLUME AND VALUE OF PRODUCTION

PROVINCIAL PRODUCTION

	ALBERTA			BRITISH COLUMBIA			SASKATCHEWAN		
	1981	1982	CHANGE	1981	1982	CHANGE	1981	1982	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
CONVENTIONAL CRUDE OIL	54392.7	52204.7	-4.4	1889.3	1940.1	2.7	6293.7	6636.4	5.4
OIL SANDS	6490.4	7585.6	16.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MARKETABLE NATURAL GAS	51031.3	51838.4	1.6	5870.6	5390.0	-8.2	819.6	505.8	-38.2
NATURAL GAS LIQUIDS	10811.0	10232.3	-5.3	55.3	52.5	-5.0	5.5	4.5	-18.1
TOTAL - VOLUME	122925.5	121901.0	-0.8	7815.2	7382.6	-5.5	7117.8	7146.6	0.4
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONVENTIONAL CRUDE OIL	4397.8	6234.4	30.2	214.6	295.9	37.9	687.0	1010.4	47.1
OIL SANDS	1457.4	1921.6	31.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MARKETABLE NATURAL GAS	4702.6	5321.0	13.2	417.9	471.5	12.8	24.4	22.0	-9.9
NATURAL GAS LIQUIDS	1242.4	1349.7	8.6	6.0	5.6	-7.9	0.3	0.7	121.3
TOTAL - VALUE	13801.3	16934.8	22.7	638.5	773.0	21.1	711.7	1034.1	45.3

PRODUCTION BY COMPANY GROUPS

	TOTAL INDUSTRY			INTEGRATED COMPANIES			FOREIGN CONTROLLED SENIOR		
	1981	1982	CHANGE	1981	1982	CHANGE	1981	1982	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
CONVENTIONAL CRUDE OIL	63335.1	61396.7	-3.1	29126.3	27281.8	-6.4	11942.3	11961.1	0.2
OIL SANDS	6490.4	7585.6	16.9	3945.4	4621.7	17.1	833.0	660.0	-20.8
MARKETABLE NATURAL GAS	58121.8	58078.6	-0.1	14034.9	13397.8	-4.5	9229.0	9814.0	6.3
NATURAL GAS LIQUIDS	10871.9	10309.4	-5.2	3854.7	3601.0	-6.6	2245.7	1799.1	-19.9
TOTAL - VOLUME	138839.1	137360.3	-1.1	54993.0	53102.3	-3.4	24966.0	24234.1	-2.9
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONVENTIONAL CRUDE OIL	7398.9	9720.2	31.4	3446.0	4325.2	25.5	1399.1	1882.8	34.6
OIL SANDS	1457.4	1921.6	31.9	747.1	1110.8	48.7	221.4	185.6	-16.2
MARKETABLE NATURAL GAS	5202.3	5857.7	12.6	1498.1	1627.7	8.7	885.9	971.6	9.7
NATURAL GAS LIQUIDS	1248.9	1334.0	6.8	682.0	727.6	6.7	234.0	202.4	-13.4
TOTAL - VALUE	15267.6	18833.6	23.3	6373.2	7791.3	22.3	2740.5	3242.1	18.2

	CANADIAN CONTROLLED SENIOR			FOREIGN CONTROLLED JUNIOR			CANADIAN CONTROLLED JUNIOR		
	1981	1982	CHANGE	1981	1982	CHANGE	1981	1982	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
CONVENTIONAL CRUDE OIL	19975.4	13942.6	-5.7	2300.9	2870.9	24.8	4000.2	4210.3	5.3
OIL SANDS	1705.0	2225.0	30.5	5.0	49.9	9999.9	2.0	29.0	9999.9
MARKETABLE NATURAL GAS	15546.0	15989.8	2.9	3491.7	3940.2	6.7	9882.6	9734.9	-1.5
NATURAL GAS LIQUIDS	2051.4	1985.1	-3.2	343.1	402.6	63.6	456.7	521.7	14.2
TOTAL - VOLUME	38278.0	38242.5	-0.1	6240.7	7263.5	16.4	14341.5	14497.9	1.1
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONVENTIONAL CRUDE OIL	1801.2	2362.6	31.2	267.6	460.9	72.3	445.0	688.7	54.8
OIL SANDS	488.1	606.7	24.3	0.5	10.5	9999.9	0.0	8.0	9999.9
MARKETABLE NATURAL GAS	1640.1	1920.4	17.1	339.6	402.7	18.6	838.5	935.7	11.6
NATURAL GAS LIQUIDS	239.4	280.7	17.2	24.2	54.1	123.7	49.4	71.3	44.3
TOTAL - VALUE	4168.8	5170.3	24.0	631.9	928.2	46.9	1333.2	1703.7	27.8

SCHEDULE 7

INCOME AND EXPENSE STATEMENT: 1978-1982

	UPSTREAM					
	1978	1979	1980	1981	1982	GROWTH RATE
	($ MILLIONS)					
TOTAL REVENUES	9270	12137	15423	15746	18754	19.3
PORT & NGGLT	0	0	0	911	1558	-
PCC	0	0	0	0	0	-
IORT	0	0	0	0	244	-
ROYALTIES	2930	3769	4739	4664	5172	15.3
TOTAL REV. AFTER ROYALTIES	4340	8368	10684	10171	11779	16.8
OPERATING, INTEREST & OTHER	1618	2428	3251	3794	4524	29.3
E&D CHARGED TO OPER.	691	993	1370	1439	1013	10.0
DEPRECIATION	230	291	351	459	467	19.4
DEPLETION	272	441	534	445	623	23.1
WRITE-OFFS, AMORT.	232	158	304	272	377	12.8
NON-CASH CHARGES & EDP	1425	1883	2559	2615	2480	14.9
INCOME BEFORE TAXES	3297	4057	4874	3762	4775	9.7
CURRENT INCOME TAX	925	1014	1025	1388	1849	18.9
INC. AFTER CURR. INC. TAX	2372	3042	3849	2374	2926	5.4
DEFERRED INCOME TAX	558	726	1096	763	874	11.8
NET INCOME AFTER TAXES	1814	2316	2753	1611	2052	3.1
CASH FLOW	3797	4926	6408	4988	5406	9.2

	DOWNSTREAM					
	1978	1979	1980	1981	1982	GROWTH RATE
	($ MILLIONS)					
TOTAL REVENUES	15294	18476	23313	28571	29577	17.9
PORT & NGGLT	0	0	0	0	0	-
PCC	0	0	853	4188	3605	-
IORT	0	0	0	0	0	-
ROYALTIES	852	918	1796	1812	1909	22.3
TOTAL REV. AFTER ROYALTIES	14441	17558	20664	22571	24062	13.6
OPERATING, INTEREST & OTHER	13792	15544	17599	19642	22938	13.6
E&D CHARGED TO OPER.	0	0	0	1	0	-
DEPRECIATION	301	335	373	411	439	9.9
DEPLETION	0	0	0	0	0	-
WRITE-OFFS, AMORT.	-7	-5	19	21	23	-
NON-CASH CHARGES & EDP	294	330	392	433	462	12.0
INCOME BEFORE TAXES	356	1684	2673	2476	662	16.8
CURRENT INCOME TAX	-99	392	1029	844	-218	-
INC. AFTER CURR. INC. TAX	454	1292	1643	1632	881	18.0
DEFERRED INCOME TAX	189	306	158	254	444	23.8
NET INCOME AFTER TAXES	265	986	1486	1378	436	13.3
CASH FLOW	748	1622	2035	2065	1342	15.7

	OTHER AND FOREIGN OPERATIONS					
	1978	1979	1980	1981	1982	GROWTH RATE
	($ MILLIONS)					
TOTAL REVENUES	1154	2205	2454	4587	4210	38.2
PORT & NGGLT	0	0	0	0	0	-
PCC	0	0	0	0	0	-
IORT	0	0	0	0	0	-
ROYALTIES	10	22	49	20	47	47.5
TOTAL REV. AFTER ROYALTIES	1145	2182	2405	4567	4163	38.1
OPERATING, INTEREST & OTHER	904	1616	1708	3982	4340	48.0
E&D CHARGED TO OPER.	62	85	106	205	97	11.9
DEPRECIATION	42	107	115	210	278	60.9
DEPLETION	36	75	83	113	166	46.2
WRITE-OFFS, AMORT.	-6	-28	-53	-65	367	-
NON-CASH CHARGES & EDP	134	239	251	464	908	61.4
INCOME BEFORE TAXES	107	327	446	121	-1085	-
CURRENT INCOME TAX	70	51	4	-70	-93	-
INC. AFTER CURR. INC. TAX	37	277	442	191	-993	-
DEFERRED INCOME TAX	-33	95	141	74	-134	-
NET INCOME AFTER TAXES	70	182	301	117	-859	-
CASH FLOW	171	516	693	655	-85	-

	TOTAL OPERATIONS					
	1978	1979	1980	1981	1982	GROWTH RATE
	($ MILLIONS)					
TOTAL REVENUES	25718	32817	41190	48904	52540	19.6
PORT & NGGLT	0	0	0	911	1558	-
PCC	0	0	853	4188	3605	-
IORT	0	0	0	0	244	-
ROYALTIES	3792	4709	6583	6495	7128	17.1
TOTAL REV. AFTER ROYALTIES	21926	28108	33753	37310	40005	16.2
OPERATING, INTEREST & OTHER	16314	19587	22559	27439	31803	18.2
E&D CHARGED TO OPER.	753	1078	1476	1645	1110	10.2
DEPRECIATION	572	734	839	1080	1185	19.9
DEPLETION	308	516	617	558	789	26.5
WRITE-OFFS, AMORT.	220	125	269	228	766	36.7
NON-CASH CHARGES & EDP	1853	2453	3202	3511	3850	20.1
INCOME BEFORE TAXES	3759	6048	7992	6359	4352	3.7
CURRENT INCOME TAX	896	1457	2058	2162	1538	14.5
INC. AFTER CURR. INC. TAX	2863	4611	5934	4197	2814	-0.4
DEFERRED INCOME TAX	715	1127	1395	1091	1185	13.4
NET INCOME AFTER TAXES	2148	3484	4539	3106	1629	-6.7
CASH FLOW	4716	7064	9136	7709	6664	9.0

SCHEDULE 8

SOURCES AND USES OF FUNDS: 1978-1982

	1978	1979	1980	1981	1982	GROWTH RATE
			($ MILLIONS)			
CASH GENERATED BY OPERATIONS	4717	7064	9136	7709	6663	9.0
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	1119	1705	2591	8002	2042	16.2
ISSUE OF SHARES	593	924	1350	1669	2455	42.7
GRANTS (PIP & OTHERS)	0	0	0	741	1339	-
ALL OTHER SOURCES	674	1165	718	1016	2539	39.3
WORKING CAPITAL DECREASE	518	1108	549	1011	4075	67.5
TOTAL SOURCES OF FUNDS	7620	11966	14344	20147	19110	25.8
UPSTREAM CAPITAL EXPEND.	3694	4734	6428	6099	5625	11.1
DOWNSTREAM CAPITAL EXPEND.	574	504	732	1868	2439	43.6
OTHER CDN. CAPITAL EXPEND.	247	451	711	1212	1401	54.3
TOTAL CAPITAL EXP. IN CANADA	4515	5689	7871	9179	9465	20.3
CAPITAL EXPENDITURE IN U.S.A.	468	438	732	848	508	2.1
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	93	181	258	585	428	46.6
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	560	619	989	1434	936	13.7
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	5075	6309	8860	10612	10401	19.6
DIVIDENDS	508	732	928	1093	974	17.7
REDUCTION OF EQUITY	241	209	152	306	578	24.5
TOTAL DIVID. & EQUITY REDUCT.	749	941	1080	1399	1552	20.0
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	255	293	521	588	3451	91.8
ALL OTHER APPLICATIONS	818	2632	1489	5494	2713	35.0
WORKING CAPITAL INCREASE	723	1791	2394	2053	993	8.2
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	7620	11966	14344	20147	19110	25.8

AGENCE DE SURVEILLANCE DU SECTEUR PÉTROLIER

CANADA

L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE

EXAMEN DE L'ACTIVITÉ, 1982

Des exemplaires sont disponibles, sur demande,
à la Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1983

N° de cat. M 27-22/1982-2F

ISBN 0-662-92205-0

Petroleum Monitoring Agency Canada
Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada

Office of the Chairman
Cabinet du Président

L'honorable Jean Chrétien
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

Il me fait plaisir de vous soumettre le présent rapport qui décrit le rendement financier de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz en 1982. Ce rapport, préparé à partir des données fournies par 102 sociétés qui comptent pour 95 % des recettes totales de l'industrie pétrolière, est présenté conformément à la Loi sur la surveillance du secteur énergétique. Vous y trouverez une description précise, factuelle et objective du rendement financier de l'industrie que les secteurs privé et public utilisent comme fondement de leur politique.

Fait incontestable pour tous et chacun, le bilan de 1982 se solde par de très mauvaises conditions commerciales et des résultats économiques médiocres pour l'industrie canadienne dans son ensemble ainsi que pour l'industrie pétrolière qui était aux prises, en plus, avec un excédent de pétrole sur le marché mondial. Néanmoins, il convient de noter que les profits des sociétés pétrolières et gazières ont beaucoup moins diminué depuis 1981 que ceux de toutes les autres industries à caractère non financier.

Le regain d'activité manifeste de l'industrie pétrolière, au cours du deuxième semestre de 1982, qu'encourageait la baisse de l'inflation et des taux d'intérêt, et plus récemment, la reprise de l'activité économique en général nous permettent d'afficher un certain optimisme pour l'avenir. Ces nouvelles perspectives seront examinées dans le rapport "Examen de l'activité de l'industrie pétrolière - premier semestre de 1983" qui sera publié au cours de l'année.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes meilleurs sentiments.

Ralph L. Gillen

le 20 juillet 1983

Canada

Ottawa, Ontario K1S 5B5
Telephone (613) 996-4444

Ottawa (Ontario) K1S 5B5
Téléphone (613) 996-4444

EXAMEN DE L'ACTIVITÉ, 1982

TABLE DES MATIÈRES

	Page
RÉSUMÉ ET FAITS SAILLANTS	1
1 - RENDEMENT FINANCIER	1-1
L'ENSEMBLE DE L'ACTIVITÉ	1-1
Bénéfices nets	1-2
Importance relative des frais d'intérêt	1-3
LE SECTEUR AMONT	1-5
LE SECTEUR AVAL	1-7
L'ACTIVITÉ AUTRE AU CANADA	1-8
L'ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER	1-8
2 - SOURCES DES FONDS	2-1
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	2-2
SOURCES EXTERNES DE FONDS	2-3
3 - AFFECTATIONS DES FONDS	3-1
DÉPENSES DE CAPITAL	3-2
RATIO DES INVESTISSEMENTS	3-4
PAIEMENTS DE DIVIDENDES	3-5
AUTRES AFFECTATIONS	3-6
4 - COMPARAISON DU RENDEMENT : INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES	4-1
5 - PARTAGE DES RECETTES AMONT ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS	5-1
PART DE L'INDUSTRIE	5-3
PART DES PROVINCES	5-3
PART DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL	5-3
6 - TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE	6-1
7 - MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE	7-1
8 - L'ACTIVITÉ DE RECHERCHE ET DE DÉVELOPPEMENT	8-1
DÉPENSES DE R-D INTERNE	8-1
DÉPENSES DE R-D EXTERNE	8-2
9 - RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ: DE 1978 À 1982	9-1

LISTE DES TABLEAUX ET DES GRAPHIQUES

Tableaux		Page
Tableau 1	Aperçu de l'activité	1-2
Tableau 2	Rendement financier par secteur	1-6
Tableau 3	Résumé -- Sources de fonds	2-1
Tableau 4	Ressources d'autofinancement par secteur	2-2
Tableau 5	Estimation des subventions du PESP	2-4
Tableau 6	Résumé - Affectations des fonds	3-1
Tableau 7	Dépenses de capital	3-2
Tableau 8	Partage des recettes amont entre l'industrie et les gouvernements	5-2
Tableau 9	Participation et contrôle par pays et par secteur	6-2
Tableau 10	Mouvements internationaux de trésorerie associés à des investissements à long terme	7-2
Tableau 11	Dépenses de R-D externe au Canada et à l'étranger	8-2
Tableau 12	Résumé quinquennal de l'activité : de 1978 à 1982	9-1

Graphiques		
Graphique 1	Bénéfices nets de l'ensemble de l'activité	1-3
Graphique 2	Comparaison des frais d'intérêt et du revenu avant impôt	1-4
Graphique 3	Dépenses d'exploration au Canada	3-3
Graphique 4	Ratio des investissements - Secteur amont	3-4
Graphique 5	Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets	3-5
Graphique 6	Comparaison des bénéfices nets - Industrie pétrolière et autres industries canadiennes	4-1
Graphique 7	Partage des recettes amont entre l'industrie et les gouvernements	5-1
Graphique 8	Participation et contrôle canadiens de l'industrie pétrolière	6-1
Graphique 9	Dépenses de R-D interne par activité	8-2

L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE

EXAMEN DE L'ACTIVITÉ 1982

ANNEXES

		Page
A	GLOSSAIRE DES TERMES EMPLOYÉS	A-1
B	TABLEAUX SUPPLÉMENTAIRES	
1	Comparaison des données de l'ASSP aux données globales de l'industrie pour 1982	B-1
2	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	B-2
3	Modifications apportées aux Frais d'indemnisations pétrolières	B-3
4	Rapport des frais d'intérêts au revenu avant impôt	B-4
5	Ventilation des subventions du PESP	B-5
6	Puits achevés et mètres de forage au Canada	B-6
7	Dépenses de capital amont - Terres provinciales	B-7
8	Dépenses d'exploration au Canada, par emplacement	B-8
9	Dépenses de capital exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement	B-9
10	Dépenses de capital et investissements dans les stocks exprimés en pourcentage des ressources d'autofinancement en 1982	B-10
11	Paiements de dividendes	B-11
12	Taux de rendement	B-12
13	Principales prises en charge dans l'industrie du pétrole au cours de 1982	B-13
14	Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et par type d'activité	B-14
15	Mouvements internationaux de trésorerie en 1982	B-15
C	TABLEAUX STATISTIQUES	
1	État des revenus et dépenses	C-1
2	Sources et affectations des fonds	C-4
3	Dépenses de capital amont au Canada, par emplacement	C-5
4	Dépenses de capital, par activité	C-6
5	Bilan	C-7
6	Volume et valeur de production	C-8
7	État des revenus et dépenses: de 1978 à 1982	C-9
8	Sources et affectations des fonds: de 1978 à 1982	C-10

RÉSUMÉ ET FAITS SAILLANTS

RENDEMENT FINANCIER

L'ENSEMBLE DE L'ACTIVITÉ

- Recettes et profits: Malgré la hausse de 9 % des recettes de l'industrie en 1982 attribuable à l'augmentation du prix du pétrole à la tête de puits et du prix de vente en aval, les bénéfices nets tirés de l'ensemble de l'activité ont diminué de 52 % pour passer à 1,5 milliard de dollars. Le faible rendement de l'activité en aval, cause de plus de la moitié de la diminution des revenus, a donc annulé l'augmentation de profits réalisés dans le secteur amont. La baisse des bénéfices nets est en grande partie attribuable aux facteurs suivants:

  - ✓ les profits d'inventaires réalisés par le secteur aval de l'industrie en 1981 ne se sont pas répétés;
  - ✓ diminution de la demande de produits pétroliers, d'où diminution de la marge de profit du secteur aval;
  - ✓ hausse des frais d'intérêt, surtout pour les sociétés sous contrôle canadien, puisque les emprunteurs n'ont pu profiter de la diminution des taux d'intérêt que tard dans l'année;
  - ✓ pertes et réduction de valeur quant aux actifs étrangers de sociétés sous contrôle canadien.

- Comparaison des résultats obtenus par les sociétés sous contrôle canadien à ceux des sociétés sous contrôle étranger: En raison de la hausse des frais d'intérêt en grande partie attribuable à des prises en charge de sociétés et à la diminution de la valeur des actifs étrangers, les bénéfices nets des sociétés sous contrôle canadien ont légèrement diminué en 1982 comparativement à un profit de plus de 1 milliard de dollars en 1981. Les profits du secteur des sociétés sous contrôle étranger ont diminué de 19 % pour passer à 1,6 milliard de dollars.

  Les sociétés sous contrôle canadien qui ont pris part à des prises en charge ont accusé des pertes totales de plus de 600 millions de dollars en 1982, comparativement à des profits de 500 millions de dollars en 1981. Les profits de sociétés sous contrôle canadien qui n'ont pas effectué de prises en charge ont légèrement diminué pour passer à 570 millions de dollars, affichant du fait même un meilleur rendement que le secteur des sociétés sous contrôle étranger, où la baisse de profits a été de 19 %.

RÉSUMÉ ET FAITS SAILLANTS

L'ACTIVITÉ EN AMONT

- En raison de la hausse des prix du pétrole brut et du gaz naturel à la tête de puits, les recettes en amont ont augmenté de 21 % pour passer à 20 milliards de dollars. La hausse de 21 % des bénéfices nets en amont qui sont passés à 2,0 milliards de dollars est surtout attribuable à la diminution des taux des redevances dans les provinces et à la baisse des frais des capitaux imputés sur les revenus. Les profits de l'activité en amont ont fortement augmenté au cours du deuxième semestre de 1982 (jusqu'à 49 % comparativement à une diminution de 12 % pendant le premier semestre de l'année) grâce aux mesures fiscales d'encouragement mises en vigueur par les gouvernements fédéral et provinciaux vers le milieu de l'année et à la diminution des taux d'intérêt. Les ressources d'autofinancement du secteur amont ont augmenté d'environ 10 % par rapport à 1981.

L'ACTIVITÉ EN AVAL

- Les recettes en aval n'ont enregistré qu'une légère augmentation pour passer à 30 milliards de dollars puisque la hausse du prix de vente a été en grande partie annulée par la diminution de la demande de produits pétroliers. Les bénéfices nets ont fortement diminué (69 %) en raison du resserrement de la marge de bénéfices attribuable à la faible demande sur le marché et à l'absence des profits d'inventaire connus en 1981.

  Les impôts actuellement perçus sur l'activité en aval sont passés de 0,8 milliard de dollars en 1981 à -0,2 milliard puisque les fortes dépenses de capitaux ont engendré des crédits qui ont pu être appliqués aux impôts payés auparavant. Cette diminution radicale a été en partie compensée par la hausse des impôts reportés, ce qui a ralenti la baisse de ressources d'autofinancement en aval (perte de 36 %).

SOURCES DES FONDS

Au total, les fonds à la disposition de l'industrie se sont maintenus à 23 milliards de dollars dont 7 milliards provenaient de l'activité et le solde de sources externes.

RÉSUMÉ ET FAITS SAILLANTS

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

- Les ressources d'autofinancement provenant de l'ensemble de l'activité ont diminué de 13 % pour passer à 7 milliards de dollars. Cette diminution est attribuable à deux facteurs: la forte augmentation des impôts reportés sur les investissements en aval par les sociétés sous contrôle étranger et la diminution de la valeur des actifs étrangers (des entreprises sous contrôle canadien), entraînant une diminution des ressources d'autofinancement (1 milliard de dollars) plus faible que des bénéfices nets (1,6 milliard de dollars).

SOURCES EXTERNES DE FONDS

- Marchés de capitaux: Les fonds provenant de ces sources ont légèrement augmenté pour passer à 15 milliards de dollars du fait que la forte diminution au niveau de l'émission d'une nouvelle dette à long terme a été plus que compensée par la diminution du fonds de roulement, des profits réalisés au niveau de "toutes les autres sources de fonds" (surtout les paiements anticipés sur le gaz), et de l'émission d'un plus grand nombre d'actions. Ce dernier facteur relève exclusivement de l'activité des sociétés sous contrôle canadien.

- Subventions du PESP: Les sociétés déclarantes ont évalué les subventions à recevoir en vertu du PESP à 1,3 milliard de dollars, soit presque le double des subventions reçues en 1981; en 1982, plus de 93 % de ces subventions sont allées à des sociétés sous contrôle canadien.

AFFECTATIONS DES FONDS

DÉPENSES DE CAPITAL

- Total des dépenses de capital: Ces dépenses ont légèrement diminué pour passer à 11,7 milliards de dollars; l'augmentation des dépenses en aval au Canada, surtout celles des sociétés sous contrôle étranger, a été compensée en partie par la diminution des dépenses en amont et la baisse des dépenses de capital à l'étranger.

RÉSUMÉ ET FAITS SAILLANTS

- **Dépenses d'exploration au Canada:** Ces dépenses d'exploration ont chuté de 7 % passant à 3,5 milliards de dollars. La diminution des dépenses dans les terres sous juridiction provinciale (surtout les dépenses des sociétés étrangères) a été en partie compensée par l'augmentation des dépenses des sociétés sous contrôle canadien qui oeuvrent dans les Terres du Canada.

- **Dépenses en aval:** Les dépenses en aval ont augmenté de 27 %, atteignant ainsi 2,5 milliards de dollars. Cette augmentation est surtout attribuable aux dépenses engagées par le secteur des sociétés sous contrôle étranger et tient compte des dépenses engagées dans les raffineries et les usines de produits pétrochimiques.

RATIO DES INVESTISSEMENTS

- L'industrie a réinvesti 85 % des ressources d'autofinancement tirées de ses activités en amont, soit une diminution par rapport à la période précédente (116 %). Le taux de réinvestissement a été plus élevé chez les sociétés sous contrôle canadien (97 %) que chez celles sous contrôle étranger (77 %).

DIVIDENDES

- Les dividendes n'ont diminué que de 7 % pour passer à 1 milliard de dollars, même si les bénéfices nets ont chuté de 52 %. Les paiements de dividendes par les sociétés sous contrôle étranger sont demeurés à environ 700 millions de dollars, malgré une diminution de 19 % des profits. Chez les sociétés sous contrôle canadien qui, dans l'ensemble, ont enregistré des pertes, les paiements de dividendes ont atteint 300 millions de dollars.

RENDEMENT COMPARATIF: INDUSTRIES PÉTROLIÈRE ET AUTRES

Les données de Statistique Canada montrent que les bénéfices nets de l'industrie pétrolière ont diminué de 28 % en 1982 comparativement à une baisse d'environ 49 % chez toutes les autres industries à caractère non financier au Canada. En s'accaparant 47 % des profits par rapport à toutes les autres industries à caractère non financier, l'industrie pétrolière a amélioré sa position de 14 points de pourcentage par rapport à 1981, soit 4 points de pourcentage de plus que le niveau record de 1980.

RÉSUMÉ ET FAITS SAILLANTS

RÉPARTITION DES RECETTES TIRÉES DE L'ACTIVITÉ EN AMONT: INDUSTRIE ET GOUVERNEMENTS

Au total, les recettes que peuvent se partager l'industrie et les gouvernements ont augmenté de 24 % pour passer à 18,6 milliards de dollars, l'industrie et les gouvernements fédéral et provinciaux ayant reçu plus qu'en 1981. L'augmentation de la part du gouvernement fédéral (à plus de 27 %), qui est surtout attribuable à la hausse des recettes produites par les taxes sur l'énergie, a été compensée par une diminution légèrement supérieure à 5 points de pourcentage de la part des gouvernements provinciaux, qui s'établit à 32 %. La part de l'industrie a légèrement augmenté pour atteindre 40 %.

TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE

Les taux de participation et de contrôle canadiens de l'industrie pétrolière ont augmenté en 1982, mais à un rythme plus lent qu'en 1981. D'après les recettes liées à la production pétrolière (activité en amont plus celle en aval), le taux de participation a augmenté de 1,4 point de pourcentage pour atteindre 34,2 %, alors que le taux de contrôle est passé à 26,2 %, soit une augmentation de 0,3 point.

Les taux de participation et de contrôle établis d'après les recettes en amont ont augmenté de 1,0 et de 0,9 point de pourcentage pour passer à 38 et 37 % respectivement en 1982.

MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE

Les investissements à long terme de l'industrie pétrolière du Canada ont entraîné une sortie nette de 0,3 milliard de dollars en 1982, soit une très forte diminution par rapport aux 5,3 milliards de 1981. Cette baisse est en grande partie attribuable à la diminution du nombre de prises en charge. Les entrées nettes de 1,5 milliard de dollars de la part des sociétés sous contrôle canadien, en 1982, ont été compensées par des sorties nettes totalisant 1,8 milliard de dollars dans le secteur des sociétés sous contrôle étranger.

L'ACTIVITÉ DE RECHERCHE ET DE DÉVELOPPEMENT

L'industrie pétrolière a engagé 400 millions de dollars dans la recherche et le développement en 1982, soit une diminution de 14 % par rapport à 1981. La diminution des sorties de fonds dans les domaines du pétrole classique et du gaz naturel et de la combustion in situ du pétrole a été compensée par l'augmentation des dépenses dans le secteur du raffinage des produits pétroliers.

RÉSUMÉ ET FAITS SAILLANTS

RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ: DE 1978 À 1982

Voici les principaux faits saillants des cinq dernières années:

1. Les recettes ont doublé pour atteindre plus de 50 milliards de dollars.

2. Les bénéfices nets ont été irréguliers mais les profits tirés des activités en amont et en aval sont légèrement plus élevés en 1982 qu'en 1978.

3. Les ressources d'autofinancement ont presque augmenté de 50 %, pour se chiffrer à plus de 6,7 milliards de dollars.

4. Les dépenses d'investissement et les dividendes ont doublé depuis 1978, et la dette à long terme a presque triplé pendant la période.

1 - RENDEMENT FINANCIER

L'ENSEMBLE DE L'ACTIVITÉ

Les recettes totales de l'industrie ont augmenté de 9 % pour passer à 55 milliards de dollars en 1982 en raison de la hausse des prix à la tête de puits et des prix de vente en aval[1]. Cependant, les bénéfices nets générés par l'activité dans son ensemble ont diminué de 52 % par rapport aux niveaux de 1981 (tableau 1). Le faible rendement de l'activité en aval explique plus de la moitié de la diminution de 1,6 milliard de dollars des profits, qui a ainsi fait contrepoids aux gains réalisés dans le secteur amont (2). Voici les quatre principaux facteurs responsables de la baisse des bénéfices nets:

- la diminution de la demande relative aux produits pétroliers, qui a entraîné une réduction de la marge de bénéfice du secteur aval;
- la diminution des profits d'inventaire en aval, comparativement à 1981;
- la hausse des frais d'intérêt, surtout dans le cas des sociétés sous contrôle canadien qui n'ont commencé à profiter qu'à la fin de l'année des avantages offerts par la baisse des taux qui s'est amorcée au milieu de l'année;
- les pertes et la réduction de la valeur des actifs étrangers qui ont touché les sociétés sous contrôle canadien.

---

(1) Les sociétés déclarantes à l'ASSP ont perçu 89 % des recettes en amont de l'industrie en 1982 et 95 % des recettes tirées de l'activité dans son ensemble (annexe B, tableau 1).

(2) Un glossaire des termes techniques constitue l'annexe A.

Tableau 1

APERÇU DE L'ACTIVITÉ(a)

	1981	1982	Augmentation (Diminution)	
	en milliards de $			(%)
RECETTES TOTALES	50,6	55,1	4,5	9
moins: Frais d'exploitation	18,1	21,8	3,7	21
Frais d'intérêt	1,8	2,7	0,9	49
Taxes et redevances (sans l'impôt sur le revenu)	12,1	13,3	1,2	9
Autres dépenses	12,1	13,0	0,9	8
DÉDUCTIONS TOTALES	44,1	50,8	6,7	15
REVENU AVANT IMPÔT	6,5	4,4	(2,1)	(33)
moins: Impôt courant	2,2	1,6	(0,6)	(26)
Impôt reporté	1,2	1,3	0,1	3
BÉNÉFICES NETS	3,1	1,5	(1,6)	(52)

NOTA: (a) Le total peut ne pas être exact en raison de l'arrondissement des chiffres. Voir le tableau 2 (page 1-6) pour ventilation par secteur d'activité.

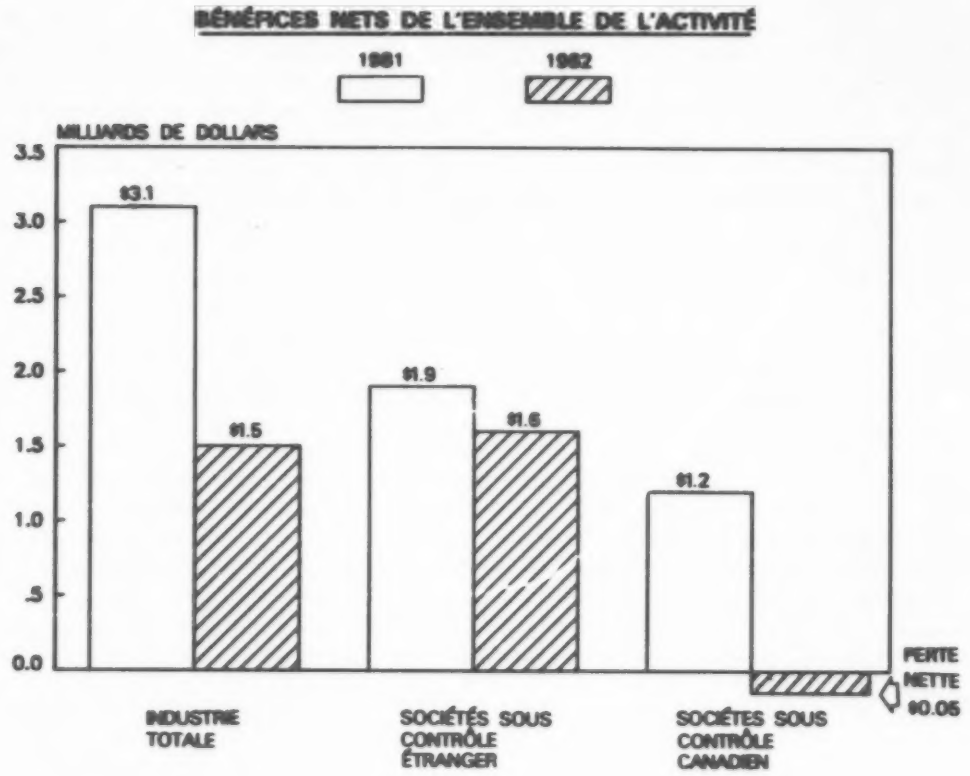
a) Bénéfices nets

La baisse des bénéfices nets n'a pas été uniforme dans tous les secteurs de l'industrie, étant donné que des frais d'intérêt plus élevés et des réductions de la valeur d'avoirs étrangers(1) ont fait subir, en 1982, une perte de 54 millions de dollars aux sociétés sous contrôle canadien, dont les profits s'étaient chiffrés à 1,2 milliard de dollars en 1981 (graphique 1). Les profits du secteur des sociétés sous contrôle étranger ont diminué de 19 % pour se chiffrer à 1,6 milliard de dollars.

---

(1) Ces réductions étaient en grande partie attribuable aux facteurs suivants:
- une réévaluation à la baisse des réserves de pétrole et de gaz des concessions achetées, et
- les révisions de la valeur des réserves par suite de l'affaiblissement des prix du pétrole survenu sur le marché mondial en 1982.

Graphique 1



NOTA: L'annexe C, tableau 1 donne plus de détails.

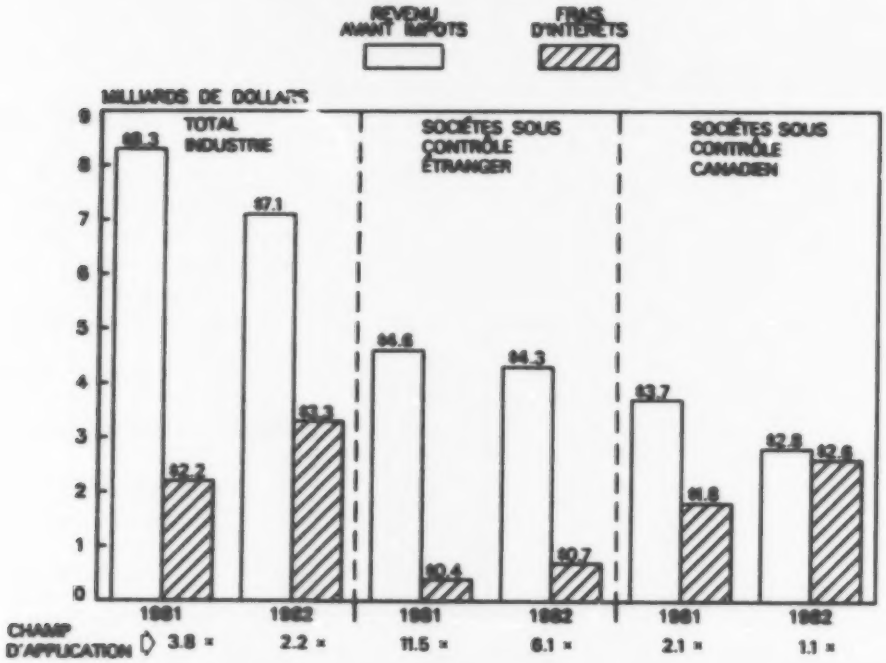
Des sociétés sous contrôle canadien engagées dans des acquisitions ont connu une perte de 600 millions de dollars, en 1982, en regard d'un profit de 500 millions de dollars l'année précédente. Deux facteurs sont à l'origine de cette chute: une augmentation des frais d'intérêt, et de fortes réductions de la valeur des actifs étrangers. Par contre, les profits des sociétés non acquéreuses sous contrôle canadien n'ont baissé que légèrement, pour passer à 570 millions de dollars, ce qui est beaucoup mieux que la réduction de 19 % qu'ont enregistré les sociétés sous contrôle étranger.

b) Importance relative des frais d'intérêt

En 1982, le revenu avant impôt de l'industrie a été de 2,2 fois supérieur à ses frais d'intérêt, comparativement à près de quatre fois en 1981. Comme le montre le graphique 2, les sociétés sous contrôle étranger, même avec un affaiblissement du rapport frais d'intérêt/revenu avant impôt, étaient encore en bonne position, alors que le revenu avant impôt des sociétés sous contrôle canadien n'excédait que de 8 % les frais d'intérêt.

Graphique 2

COMPARAISON DES FRAIS D'INTÉRÊTS ET DU REVENU AVANT IMPÔT



NOTA: Les chiffres indiqués comprennent les frais d'intérêt et dépenses et capitalisés. Le revenu avant impôt a été rajusté par le rajout de la portion dépensée des frais d'intérêt. Le tableau 4 de l'annexe B donne plus de détail à ce sujet.

Certaines sociétés sous contrôle canadien ont émis des actions privilégiées à terme pour financer en partie leurs acquisitions; des paiements de 153 millions et de 286 millions de dollars faits en 1981 et 1982, respectivement, pour ces actions ont été déclarés à l'ASSP. Ayant été déclarés au titre d'autres frais d'exploitation, certains paiements n'apparaissent donc ni comme intérêts ni comme dividendes dans le présent rapport.

Plusieurs sociétés engagées dans des acquisitions, de même que certaines autres, ont imputé la majeure partie de leurs frais d'intérêt sur le poste "activité autre au Canada", de moindre importance (page 1-8). Si ces frais, d'importance considérable, avaient été imputés sur d'autres segments, les bénéfices nets et les ressources d'autofinancement de ces segments auraient été moins élevés qu'ils ne l'ont été selon les chiffres signalés à l'ASSP.

LE SECTEUR AMONT

Les recettes du secteur amont ont augmenté de 21 % pour se chiffrer à 20 milliards de dollars, hausse en grande partie attribuable à l'augmentation des prix à la tête de puits du pétrole brut et du gaz naturel,(1) quoique les niveaux de production aient été stables (annexe B, tableau 2). La hausse des prix relative à la production de pétrole brut classique et de synthétique a été à l'origine de plus des trois quarts (2,8 milliards de dollars) de l'augmentation totale des recettes du secteur amont (annexe C, tableau 6).

Les bénéfices nets de l'activité en amont ont augmenté de 21 % pour se chiffrer à 2 milliards de dollars (tableau 2). Le secteur amont s'est beaucoup raffermi au cours de la seconde moitié de 1982, ses profits augmentant de 49 % par rapport à la même période en 1981, alors que ses bénéfices nets avaient diminué de 12 % au cours du premier semestre de 1982. Les réductions d'impôt et des taux de redevance annoncées par les gouvernements fédéral et provinciaux(2) ont beaucoup contribué à cette forte augmentation des revenus au deuxième semestre qui, par surcroît, a été favorisée par l'effet initial de la diminution des taux d'intérêt commencée vers le milieu de l'année. Comme les travaux d'exploration ont été moindres, les frais d'exploration et de mise en valeur qui sont imputés sur le revenu ont diminué d'autant, ce qui a contribué à hausser les profits du secteur amont en 1982. Notons toutefois que les taxes fédérales appliquées dans ces secteurs industriels (la TRPGR, la TGNLGN et la TRPS), qui ont doublé pour se chiffrer à 1,9 milliard de dollars, ont eu un effet modérateur sur le rythme de croissance des bénéfices nets du secteur amont.

---

(1) Le prix moyen du pétrole produit (classique et synthétique) a augmenté de 34 % en 1982 pour se situer à 26,84 $ le baril. Les prix de la production de gaz naturel albertain (qui représente environ 85 % de toute la production canadienne) ont augmenté de 25¢ le millier de pieds cubes le 1er février 1982 et d'autant le 1er août 1982, pour atteindre respectivement 2,08 $ et 2,33 $ le millier de pieds cubes.

(2) La réduction des taux de redevance sur la production pétrolière et gazière et d'autres mesures d'encouragement ont été annoncées en 1982 par les gouvernements de l'Alberta (le 13 avril), de la Colombie-Britannique (le 24 septembre) et de la Saskatchewan (le 26 octobre). Le gouvernement fédéral a annoncé un certain nombre de mesures d'encouragement fiscales dans le cadre de sa "Mise à jour du PEN", rendue publique le 1er juin 1982, les plus importantes étant la réduction de 12 à 11 % de la Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) pendant un an, à partir du 1er juin 1982, et la suppression de la Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (TRPS) pendant la même période.

Tableau 2

RENDEMENT FINANCIER PAR SECTEUR[a]

AMONT ET AVAL	AMONT 1981	AMONT 1982	AMONT Augmentation (Diminution)		AVAL 1981	AVAL 1982	AVAL Augmentation (Diminution)	
	-en milliards		de $-	(%)	- en milliards		de $ -	(%)
RECETTES TOTALES	16,9	20,4	3,5	21	29,0	30,0	1,0	3
moins: Frais d'exploitation	2,9	3,4	0,5	18	13,7	16,5	2,8	21
Frais d'intérêt	0,7	1,3	0,5	69	0,3	0,3	-	2
Redevances	5,0	5,6	0,6	12	1,9	2,0	0,1	5
FIP	-	-	-	-	4,2	3,6	(0,6)	(14)
TRPG	1,0	1,7	0,7	74	-	-	-	-
TRPS	-	0,3	0,3	-	-	-	-	-
Autres frais	3,4	3,4	-	1	6,4	6,9	0,5	7
REVENUS AVANT IMPÔT	3,8	4,8	1,0	25	2,5	0,6	(1,9)	(74)
moins: Impôts courants	1,4	1,8	0,4	31	0,8	(0,2)	(1,0)	-
Impôts reportés	0,8	1,0	0,2	21	0,3	0,4	0,1	67
BÉNÉFICES NETS	1,6	2,0	0,4	21	1,4	0,4	(1,0)	(69)
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[b]	5,2	5,7	0,5	10	2,1	1,3	(0,8)	(36)
AUTRES SECTEURS CANADIENS ET ÉTRANGERS	AUTRE ACTIVITÉ AU CANADA				ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER			
RECETTES TOTALES	3,1	3,0	(0,1)	(3)	1,7	1,7	-	3
moins: Frais d'exploitation	0,8	1,1	0,3	35	0,6	0,7	0,1	8
Frais d'intérêt	0,6	1,0	0,4	56	0,1	0,1	-	(2)
Autres frais	1,7	1,6	(0,1)	(4)	0,7	1,2	0,5	82
REVENUS AVANT IMPÔTS	(0,1)	(0,8)	(0,7)	-	0,3	(0,3)	(0,6)	-
moins: Impôts courants	(0,1)	(0,1)	-	-	-	0,1	0,1	-
Impôts reportés	-	(0,1)	(0,1)	-	0,1	(0,1)	(0,2)	-
BÉNÉFICES NETS	-	(0,5)	(0,5)	-	0,1	(0,4)	(0,5)	-
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[b]	0,2	(0,4)	(0,6)	-	0,6	0,5	(0,1)	(25)

NOTA: (a) Les variations en pourcentage reflètent les données détaillées, non arrondies, exposées au tableaux 1 de l'annexe C.

(b) Les ressources d'autofinancement sont constituées de la somme des bénéfices nets, des impôts reportés et de tous les autres postes hors caisse (la dépréciation, les frais d'exploration et de mise en valeur annulés, l'épuisement et l'amortissement) inscrits au titre des dépenses de la période visée par les rapports.

(c) Comprennent les services de forage, l'extraction du charbon et de l'uranium, l'extraction des métaux et les autres activités qui ne sont pas liées au pétrole.

Les profits accrus que le secteur amont a connus en 1982 ne se sont pas répartis uniformément, les sociétés sous contrôle étranger ayant enregistré une hausse de profit de 47 % comparativement à une chute de 6 % du côté des sociétés sous contrôle canadien. Ces bilans différents s'expliquent par la réduction des frais imputés sur le revenu en 1982, ainsi que par la réduction des mises de fonds faites dans le secteur amont par les sociétés sous contrôle étranger, dont les frais d'intérêt étaient moins élevés (comparativement à ceux des sociétés sous contrôle canadien).

Toutes les sociétés assujetties au régime de déclaration de l'ASSP ont adopté la directive de l'ICCA (Institut canadien des comptables agréés) relative aux subventions du PESP et à la Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) lorsqu'ils ont calculé les bénéfices nets qui découlent du secteur amont. D'après cette directive, les subventions du PESP doivent entrer dans le calcul des bénéfices nets de la même façon qu'y entrent les immobilisations auxquelles elles sont associées (c'est-à-dire immédiatement dans le cas des dépenses déduites du revenu courant, ou d'une manière échelonnée dans le cas des mises de fonds capitalisées). On avait également pensé à permettre aux sociétés déclarantes d'opposer les subventions du PESP à la TRPG imputée sur le revenu, dans leurs états financiers. De cette manière, les profits du secteur amont auraient été d'environ 400 millions de dollars plus élevés (soit une hausse de 29 % au lieu de 21 %) en 1982, et les ressources d'autofinancement de ce secteur auraient augmenté de 13 % plutôt que de 10 %.

LE SECTEUR AVAL

Les recettes du secteur aval ont augmenté de 3 % pour se chiffrer à 30 milliards de dollars, l'incidence des prix de vente plus élevés ayant été en grande partie compensée par une baisse de la demande relative aux produits pétroliers (annexe B, tableau 2). La faiblesse de l'activité économique, les programmes d'économie d'énergie, les initiatives visant au remplacement du pétrole et les hausses des prix ont été les causes de la baisse de la demande.

Les bénéfices nets du secteur aval ont diminué de 69 % (tableau 2), soit de 1 milliard de dollars, en raison des facteurs suivants:

- une demande moindre, génératrice de forte concurrence sur les marchés, n'a pas permis que les hausses des prix absorbent totalement les hausses des coûts;

- les profits d'inventaire après impôt, qui avaient été de 240 millions de dollars en 1981, ne se sont pas répétés[1]. L'absence de tels profits d'inventaire en 1981 aurait fait baisser de 62 % les profits du secteur aval au fil des deux années, ce qui illustre plus fidèlement l'incidence de la baisse de la demande sur le revenu net; et

---

(1) Les profits d'inventaire qui ont découlé des changements apportés au régime des Frais d'indemnisation pétrolière (FIP) ont été exposés dans "L'industrie canadienne du pétrole - Examen de l'activité 1981" (page 20). Les changements apportés récemment aux FIP sont exposés au tableau 3 de l'annexe B.

- la baisse de la demande relative aux produits pétrochimiques et aux engrais au Canada et ailleurs, certaines sociétés engagées dans la production pétrochimique ayant même signalé des pertes en 1982 après avoir enregistré des soldes positifs pendant plusieurs années.

L'impôt courant sur l'activité en aval est passé de 0,8 milliard de dollars en 1981 à -0,2 milliard de dollars en 1982, en raison d'importantes mises de fonds qui, en 1982, ont donné lieu à des crédits d'impôt en regard d'impôts payés précédemment. La réduction des impôts courants a été compensée partiellement par une hausse de plus de 100 millions de dollars des impôts reportés, hausse qui a ralenti la diminution des ressources d'autofinancement du secteur aval (baisse de 36 %).

L'ACTIVITÉ AUTRE AU CANADA

Le reste de l'activité au Canada (par exemple, les services de forage et l'extraction du charbon et de l'uranium) s'est traduit par une perte après impôt de 0,5 milliard de dollars, alors qu'en 1981, les recettes et les dépenses avaient été égales (tableau 2). La perte enregistrée en 1982 est principalement attribuable à l'imputation de frais d'intérêts élevés sur ce secteur par un certain nombre de sociétés sous contrôle canadien engagées dans des prises en charge et, dans une moindre mesure, par certaines sociétés intégrées. L'affectation d'une partie disproportionnée des frais d'intérêts à l'autre segment de l'activité canadienne (5 % des recettes contre 38 % des frais d'intérêts) empêche d'évaluer d'une façon raisonnablement précise le rendement financier de ce segment.

L'ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER

La perte après impôt de l'activité à l'étranger s'est chiffrée à 0,4 milliard de dollars, alors que des profits de 0,1 milliard de dollars avaient été enregistrés en 1981. Les sociétés sous contrôle canadien ont subi la majeure partie de ces pertes à cause de la réduction de valeur d'actifs étrangers. Un certain nombre d'entre elles ont également signalé une perte quant à l'activité à l'étranger, perte due à l'augmentation des frais d'exploitation et à la diminution des recettes.

2 - SOURCES DE FONDS

Les sources totales de fonds accessibles à l'industrie ont baissé relativement peu, se chiffrant à 23 milliards de dollars. La contribution des ressources d'autofinancement a été de 7 milliards de dollars, le reste provenant de sources externes (tableau 3). Ces dernières ont fourni 69 % des fonds à la disposition de l'industrie, ce qui constituait une hausse, comparativement aux 65 % de l'année précédente.

Tableau 3

RÉSUMÉ -- SOURCES DE FONDS(a)

	1981	1982	Augmentation (Diminution)		Part du total 1981	Part du total 1982
	- en milliards de $ -			(%)	(%)	
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT						
Bénéfices nets	3,1	1,5	(1,6)	(52)	13	7
Postes hors caisse (b)	5,0	5,6	0,6	12	22	24
Total des ressources d'autofinancement	8,1	7,1	(1,0)	(13)	35	31
SOURCES EXTERNES						
Nouvelle dette à long terme (c)	9,7	3,5	(6,2)	(64)	42	15
Nouvelles participations (c)	2,1	3,2	1,1	52	9	14
Diminution du fonds de roulement (c)	1,2	4,3	3,1	261	5	19
PESP et autres subventions	0,8	1,5	0,7	81	3	7
Toutes autres sources	1,4	3,3	1,9	138	6	14
Total des sources externes	15,2	15,8	0,6	4	65	69
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	23,3	22,9	(0,4)	(2)	100	100

NOTA: (a) Le graphique 2 de l'annexe C donne plus de détail à ce sujet.

(b) Comprennent les impôts reportés, les dépenses d'exploration et d'exploitation déduites du revenu courant, ainsi que les autres postes hors caisse (la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement) qui n'ont pas nécessité de mises de fonds au cours de la période visée par le présent rapport.

(c) Les chiffres représentent les montants nets de la nouvelle dette à long terme, du nouvel avoir propre ou des nouveaux fonds provenant de la réduction des fonds de roulement des sociétés qui ont déclaré avoir obtenu des fonds de ces sources. Une diminution nette dans ces catégories, telle que déclarée par certaines sociétés, est inscrite au titre des affectations de fonds au tableau 6 (page 3-1).

En 1982, les sociétés sous contrôle étranger ont tiré 55 % de tous leurs fonds à même leurs ressources d'autofinancement, en regard de 17 % du côté des sociétés sous contrôle canadien (annexe C, graphique 2). La proportion moins importante de la contribution des ressources d'autofinancement à la totalité des sources de fonds des sociétés sous contrôle canadien est due principalement au fait qu'elles ont eu de faibles bénéfices nets et qu'elles ont contracté des dettes et émis des actions pour financer des acquisitions en 1982.

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

Les ressources d'autofinancement provenant de l'ensemble de l'activité ont diminué de 13 % pour se chiffrer à 7,1 milliards de dollars, tandis qu'une

Tableau 4

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT PAR SECTEUR (a)

	1981	1982	Augmentation (Diminution)	
	- - - en milliards de $ - - -			(%)
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	2,1	2,2	0,1	8
Aval	0,5	0,3	(0,2)	(41)
Autres (b)	0,5	-	(0,5)	-
Total des sociétés sous contrôle canadien	3,1	2,5	(0,6)	(21)
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	3,1	3,5	0,4	11
Aval	1,6	1,0	(0,6)	(34)
Autres (b)	0,3	0,1	(0,2)	(59)
Total des sociétés sous contrôle étranger	5,0	4,6	(0,4)	(7)
Total de l'industrie				
Amont	5,2	5,7	0,5	10
Aval	2,1	1,3	(0,8)	(36)
Autres (b)	0,8	0,1	(0,7)	(94)
TOTAL - INDUSTRIE	8,1	7,1	(1,0)	(13)

NOTA: (a) Le graphique 2 de l'annexe C donne plus de détails à ce sujet.

(b) Comprennent les ressources d'autofinancement découlant de l'activité à l'étranger et de l'activité autre au Canada.

chute de 52 % de la part des bénéfices nets (tableau 3) a été amortie en partie par une hausse de 12 % des postes hors caisse (que les sociétés ajoutent aux bénéfices nets pour déterminer les ressources d'autofinancement), qui ont atteint 5,6 milliards de dollars. Les réductions de la valeur d'actifs étrangers et la hausse des frais de dépréciation ont amené une baisse des ressources d'autofinancement des entreprises sous contrôle canadien (baisse de 21 %) plus faible que celle des bénéfices nets (baisse de 100 %). Les impôts reportés (liés principalement aux dépenses engagées en aval) des sociétés sous contrôle étranger ayant été plus élevés, leurs ressources d'autofinancement (7 % en moins) ont diminué plus lentement que les profits (baisse de 19 %).

Les ressources d'autofinancement du secteur amont ont augmenté de 10 % tandis que tous les autres secteurs (tableau 4) enregistraient des diminutions. Le secteur amont était à l'origine de 81 % de la totalité des ressources d'autofinancement en 1982, en regard de 64 % en 1981. Les bénéfices enregistrés dans le secteur aval ont baissé de 69 %, mais la hausse des impôts reportés a eu un effet modérateur sur la diminution des ressources d'autofinancement dans ce secteur (baisse de 36 %).

SOURCES EXTERNES DE FONDS

Les fonds provenant de sources externes ont augmenté de 4 %, pour atteindre 15,7 milliards de dollars et la chute de la nouvelle dette à long terme a été plus que compensée par la diminution des fonds de roulement, des gains au poste "toutes autres sources", des hausses des subventions du PESP et des nouvelles émissions d'actions. Les hausses dans ces deux dernières catégories sont signalées par des sociétés sous contrôle canadien.

La nouvelle dette à long terme de 3,5 milliards de dollars contractée au cours de 1982 se répartit entre plusieurs sociétés, la moitié du montant ayant été contracté par des sociétés sous contrôle étranger. Les sociétés sous contrôle canadien dont les actions sont transigées à la bourse ont émis la moitié presque des 3,2 milliards de dollars en capital-actions souscrits au cours de 1982.

La catégorie "toutes autres sources" de fonds comprend les sommes obtenues par la vente d'éléments d'actifs ou d'investissements et encaissées à titre de paiements anticipés. La hausse de 1,9 milliard de dollars dans cette catégorie représente principalement des paiements anticipés reçus par les sociétés déclarantes à l'ASSP à l'égard de production de gaz naturel non achetée pendant les deux années précédentes. En retour de ces paiements anticipés, les niveaux futurs des contrats d'achat ferme ont été ramenés de 85 à 60 %.

Les sociétés déclarantes à l'ASSP ont estimé les subventions du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) perçues au cours de 1982 à 1,3 milliard de dollars — dont le gouvernement fédéral a versé 1 milliard et le gouvernement de l'Alberta 300 millions (tableau 5). Une proportion de 89 %, soit 518 millions de dollars, de la hausse des subventions du PESP était liée aux activités entreprises dans les Terres du Canada. Une somme totale d'environ 1,2 milliard de dollars, 93 % de l'ensemble des subventions du PESP, a été versée aux sociétés sous contrôle canadien.

Tableau 5
ESTIMATION DES SUBVENTIONS DU PESP[a]

	Sous contrôle canadien		Sous contrôle étranger	
	1981	1982	1981	1982
	----- en millions de $ -----			
Provinces				
Colombie-Britannique	21	31	-	-
Alberta	216	264	-	-
Autres provinces	9	15	-	-
Total des provinces	246	310	-	-
Terres du Canada				
Mer de Beaufort	195	469	49	32
Labrador est	50	168	51	28
Talus continental de l'Atlantique, secteur sud [b]	95	189	3	23
Autres	22	65	4	13
Total - Terres du Canada	362	891	107	96
TOTAL	608	1 201	107	96

NOTA: (a) Le tableau 5 de l'annexe B présente une ventilation plus détaillée. Outre les montants globaux indiqués, il est estimé que de petites sociétés non déclarantes et des entités non constituées en sociétés ont reçu 110 millions de dollars en subventions du PESP au cours de 1982.

(b) Comprend le champ Hibernia et l'Île de Sable.

3 -AFFECTATIONS DES FONDS

L'ensemble des affectations des fonds a baissé relativement peu à 23 milliards de dollars. Des hausses au titre des dépenses de capital au Canada, de la diminution de la dette à long terme et de la réduction de l'avoir propre ont été compensées partiellement par des réductions d'autres affectations de fonds (notamment des acquisitions), par un ralentissement de la création de fonds de roulement et par des réductions des dépenses de capital à l'étranger (tableau 6). Les deux tiers de la diminution de la dette à long terme (3,6 milliards de dollars) au cours de 1982 représentent des dettes échues au cours de l'année.

Tableau 6

RÉSUMÉ — AFFECTATIONS DES FONDS

	1981	1982	Augmentation (Diminution)		Part du Total 1981	Part du Total 1982
	- en milliards de $ -			(%)	(%)	
DÉPENSES DE CAPITAL						
Dépenses au Canada[a]	10,1	10,5	0,4	3	44	46
Dépenses à l'étranger	1,8	1,2	(0,6)	(34)	7	5
Total des dépenses de capital	11,9	11,7	(0,2)	(2)	51	51
AUTRES AFFECTATIONS						
Réduction de l'avoir propre[b]	0,3	0,8	0,5	132	1	4
Augmentation du fonds de roulement[b]	2,2	1,2	(1,0)	(45)	9	5
Diminution de la dette à long terme[b]	0,7	3,6	2,9	390	3	16
Dividendes	1,1	1,0	(0,1)	(7)	4	4
Toutes autres affectations[c]	7,0	4,5	(2,5)	(35)	30	20
Total - Autres affectations	11,4	11,2	0,2	(2)	49	49
TOTAL - TOUTES AFFECTATIONS	23,3	22,9	(0,4)	(2)	100	100

NOTA: (a) Les dépenses sont données en chiffres bruts sans rajustement pour les subventions du PESP et les autres subventions.

(b) Représente l'affectation nette de fonds à la réduction de l'avoir propre, à la diminution de la dette à long terme et à l'accroissement des fonds de roulement dans le cas des sociétés qui ont déclaré des affectations de fonds à ces fins. L'augmentation nette dans ces catégories, déclarée par certaines sociétés, est donnée comme source de fonds dans le tableau 3 (page 2-1).

(c) Principalement des fonds affectés aux acquisitions.

DÉPENSES DE CAPITAL

L'ensemble des dépenses de capital a diminué de 2 %, pour s'établir à 11,7 milliards de dollars (tableau 7). Une hausse de 0,4 milliard de dollars en dépenses de capital au Canada a été plus que compensée par une baisse de 0,6 milliard de dollars des dépenses à l'étranger.

Amont: Les immobilisations du secteur amont ont diminué de 7 % pour se situer à 6,4 milliards de dollars, les trois cinquièmes de la baisse découlant d'une réduction des dépenses d'exploration. Après déduction des subventions du PESP et d'autres paiements semblables, les dépenses engagées par les secteurs sous contrôle étranger et canadien ont accusé des réductions de 14 et de 25 % respectivement.

Tableau 7

DÉPENSES DE CAPITAL[a]

	1981	1982	Augmentation (Diminution)		Part du Total 1981	Part du Total 1982
	- en milliards de $ -			(%)	(%)	
Exploration	3,9	3,5	(0,4)	(7)	32	31
Mise en valeur	1,1	1,0	(0,1)	(12)	9	9
Production	1,4	1,5	0,1	5	12	13
Non classique[b]	0,5	0,4	(0,1)	(28)	4	3
Total - amont[c]	6,9	6,4	(0,5)	(7)	58	55
Aval	2,0	2,5	0,5	27	17	21
Extraction de ressources énergétiques minières	0,3	0,2	(0,1)	(53)	3	2
Autres	1,0	1,4	0,4	51	8	12
Total - Dépenses au Canada	10,1	10,5	0,4	3	85	90
Dépenses de capital à l'étranger	1,8	1,2	(0,6)	(34)	15	10
TOTAL DES DÉPENSES DE CAPITAL	11,9	11,7	(0,2)	(2)	100	100

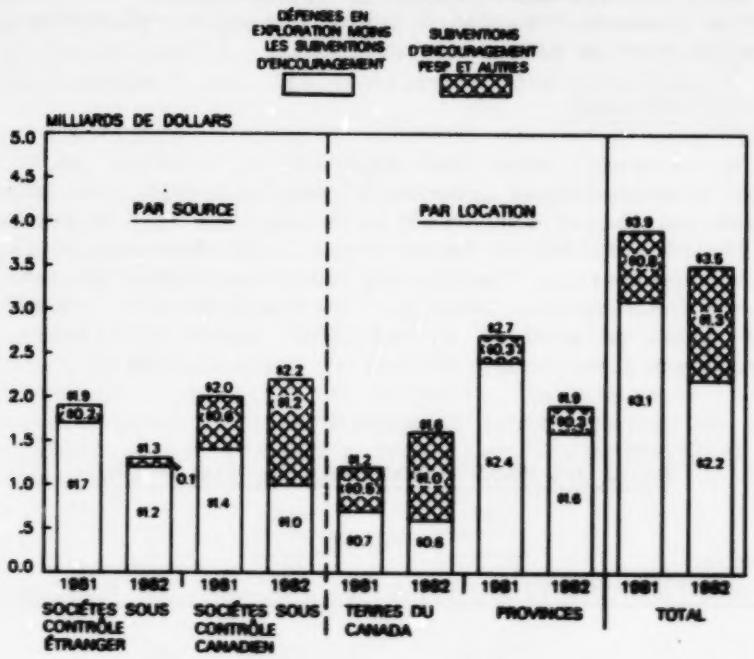
NOTA: (a) Pour une ventilation plus détaillée, voir les tableaux 3 et 4 de l'annexe C.

(b) Comprend les projets relatifs aux sables bitumineux et au pétrole lourd non classique.

(c) Les dépenses en amont comprennent les subventions du PESP.

Graphique 3

DÉPENSES D'EXPLORATION AU CANADA



Les réductions des dépenses de capital liées à l'exploration et à la mise en valeur ont entraîné le ralentissement des activités tangibles et des réalisations. Le nombre des puits achevés (exploration et mise en valeur) a baissé de 17 % par rapport à 1981, tandis que le nombre de mètres forés a reculé de 23 % (tableau 6, annexe B).

Les dépenses d'exploration ont enregistré une baisse de 7 %, pour s'établir à 3,5 milliards de dollars; la réduction dans le secteur sous contrôle étranger a été atténuée par une augmentation dans le cas des sociétés sous contrôle canadien (graphique 3). Les subventions du PESP et d'autres paiements semblables faits par les gouvernements fédéral et provinciaux ont servi au financement de plus d'un tiers des 3,5 milliards de dollars affectés aux dépenses d'exploration en 1982; les sociétés sous contrôle canadien ont reçu une proportion nettement plus élevée de leurs dépenses d'exploration sous forme de subventions que les sociétés sous contrôle étranger. Les frais d'exploration engagés à l'égard des terres provinciales ont diminué de 28 %, tandis que les frais à l'égard des Terres du Canada ont augmenté de 40 % — au point où ces derniers représentent maintenant presque la moitié des dépenses globales affectées à l'exploration (tableaux 7 et 8, annexe B).

Aval: Les dépenses de capital ont atteint 2,5 milliards de dollars, soit une augmentation de 27 % en 1982. La plus grande proportion de l'augmentation enregistrée au cours du premier semestre découlait de modifications de raffineries et de la construction de nouvelles usines pétrochimiques ainsi que d'améliorations d'anciennes.

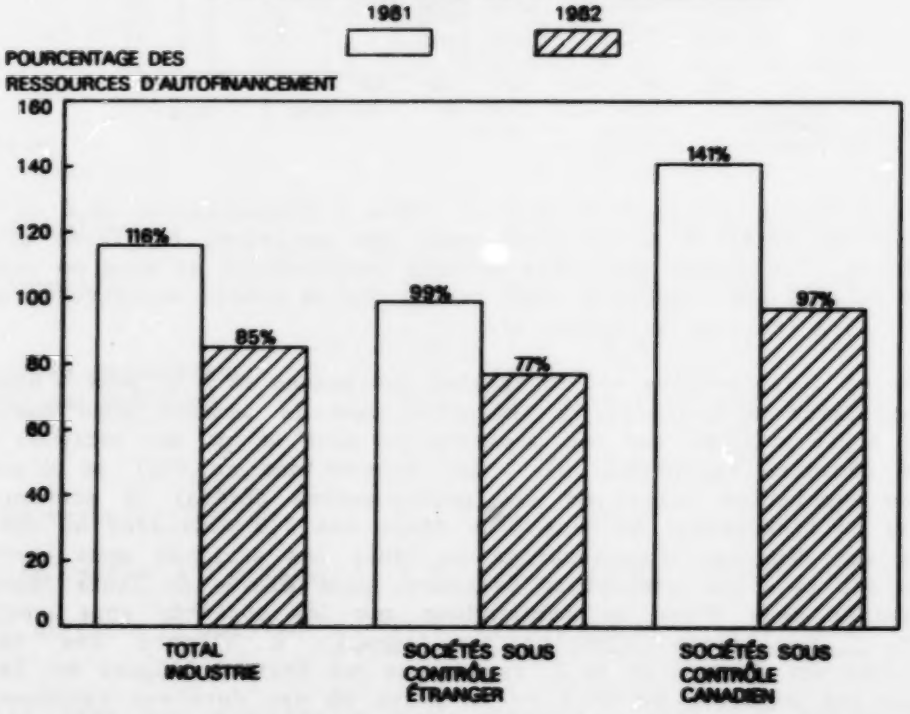
Autres: Ces dépenses ont atteint 1,4 milliard de dollars, soit une augmentation de 50 %. Elles comprennent des immobilisations en navires de forage, caissons et installations de forage, environ un quart du total représentant le montant actualisé des intérêts payés relativement aux frais engagés avant la mise en marche des projets.

RATIO DES INVESTISSEMENTS

L'industrie a réinvesti dans les dépenses de capital amont 85 % des ressources d'autofinancement provenant des activités en amont, ce qui représente une baisse par rapport à la proportion de 116 % réinvestie au cours de la période précédente (graphique 4), modification attribuable à la réduction des dépenses de capital et à l'accroissement des ressources d'autofinancement du secteur amont. Les sociétés sous contrôle canadien ont continué à investir à un rythme plus rapide que leurs homologues étrangers, bien que l'écart ait diminué au cours de 1982.

Graphique 4

RATIO DES INVESTISSEMENTS - SECTEUR AMONT



NOTA: Dépenses de capital du secteur amont (moins les subventions du PESP et autres subventions d'encouragement) engagées au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement tirées des activités en amont. Les ratios d'investissement par groupe de société pour les activités en amont et les activités liées au pétrole (amont et aval) sont donnés aux tableaux 9 et 10 de l'annexe B.

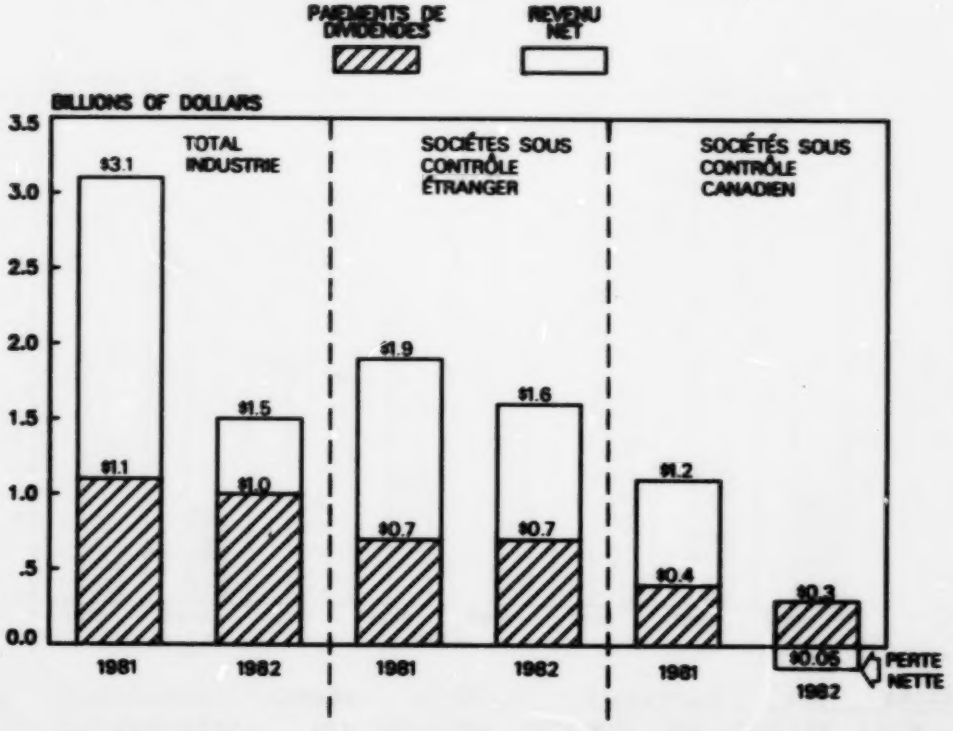
En raison de l'augmentation des dépenses de capital du secteur aval (une augmentation de 27 %), la baisse du ratio des investissements pour les activités liées au pétrole (amont et aval) - une réduction de 6 points de pourcentage qui ramène le ratio à 104 % - était nettement moins prononcée que celle du ratio pour le secteur amont (baisse de 31 points). Voir le tableau 9 de l'annexe B pour une ventilation plus détaillée.

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

Les paiements de dividendes pour l'ensemble de l'industrie ont baissé de 7 % pour se situer à 1 milliard de dollars, contre une baisse de 52 % des bénéfices nets (graphique 5). Les dividendes payés par les sociétés sous contrôle étranger sont restés constants à 0,7 milliard de dollars, malgré la diminution de 19 % des profits. Les sociétés sous contrôle canadien ont signalé des dividendes de 0,3 milliard de dollars en 1982, ce qui représente un recul de 20 %, malgré que ce groupe de sociétés ait encaissé des pertes globales de 54 millions de dollars. De nombreuses sociétés sous contrôle canadien ayant déclaré des pertes n'ont pas payé de dividendes en 1982, mais certaines ont puisé des fonds dans leurs bénéfices non distribués afin de payer des dividendes.

Graphique 5

COMPARAISON DES PAIEMENTS DE DIVIDENDES ET DES BÉNÉFICES NETS



NOTA: Une ventilation détaillée par groupe de sociétés figure au tableau 11 de l'annexe B.

AUTRES AFFECTATIONS

Les changements importants constatés aux "autres affectations" étaient:

- une augmentation de 2,9 milliards de dollars des fonds affectés au remboursement de la dette à long terme. La plus grande part de cette hausse a été accusée par les sociétés sous contrôle canadien.

- une baisse de 1 milliard de dollars de l'accroissement du fonds de roulement — dont la majeure partie a été signalée par des sociétés sous contrôle canadien.

- une réduction de 35 % enregistrée au poste "toutes autres affectations", catégorie ramenée à 4,5 milliards de dollars. Les fonds dans cette catégorie ont servi principalement à compléter des acquisitions entamées en 1981.

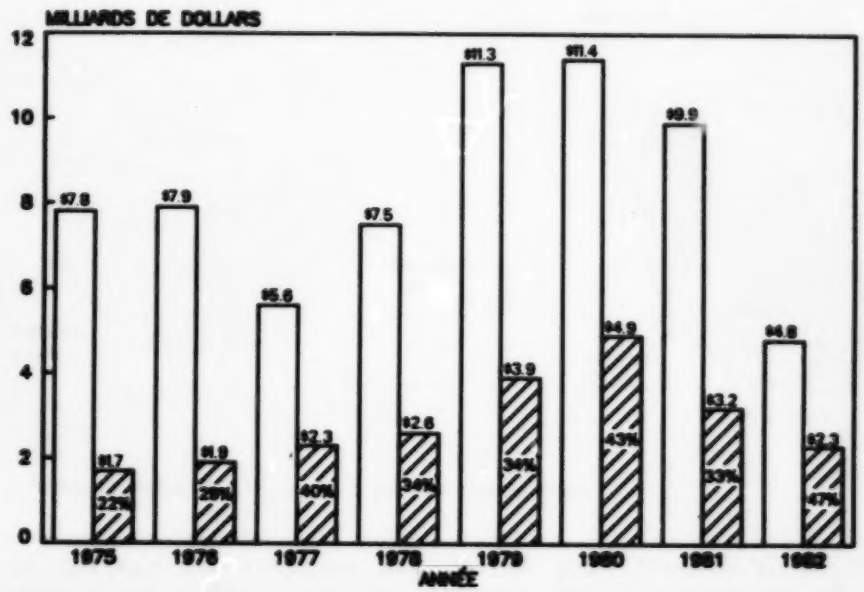
4 - COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

Grâce aux données de Statistique Canada, il est possible de comparer le rendement financier du secteur pétrolier à celui d'autres secteurs de l'économie canadienne. Il ressort des chiffres que les profits de l'industrie pétrolière dans ses activités au Canada ont accusé en 1982 une baisse de 28 % contre une baisse de 49 % des bénéfices nets d'autres industries non financières, dont le rendement a davantage été touché par la crise économique.

En termes relatifs, les bénéfices nets de l'industrie pétrolière pour l'année 1982 équivalent à quelque 47 % de ceux de toutes les autres industries non financières, soit une hausse de 14 points de pourcentage par rapport à 1981 (graphique 6), et une hausse de 4 points de pourcentage par rapport au record antérieur établi en 1980. Le ratio de 47 % traduit aussi l'amélioration relative du rendement du secteur pétrolier pendant le second semestre de 1982 — les chiffres comparatifs pour le premier semestre donnaient un ratio de 37 %[1]. En termes absolus, les profits de l'industrie pétrolière en 1982 se situaient dans la gamme de ceux de la période 1977-1978.

Graphique 6

COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS - INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES CANADIENNES



SOURCE: Statistique Canada 61-003, Trimestriel des sociétés industrielles. Les chiffres excluent les profits tirés des activités à l'étranger et ont trait aux sociétés ayant un actif d'au moins 10 millions de dollars. Les calculs du rendement sur l'avoir des actionnaires et sur le capital mis en oeuvre sont donnés au tableau 12 de l'annexe B.

(1) L'industrie canadienne du pétrole: Examen de l'activité 1982. Premier semestre, page 4-1.

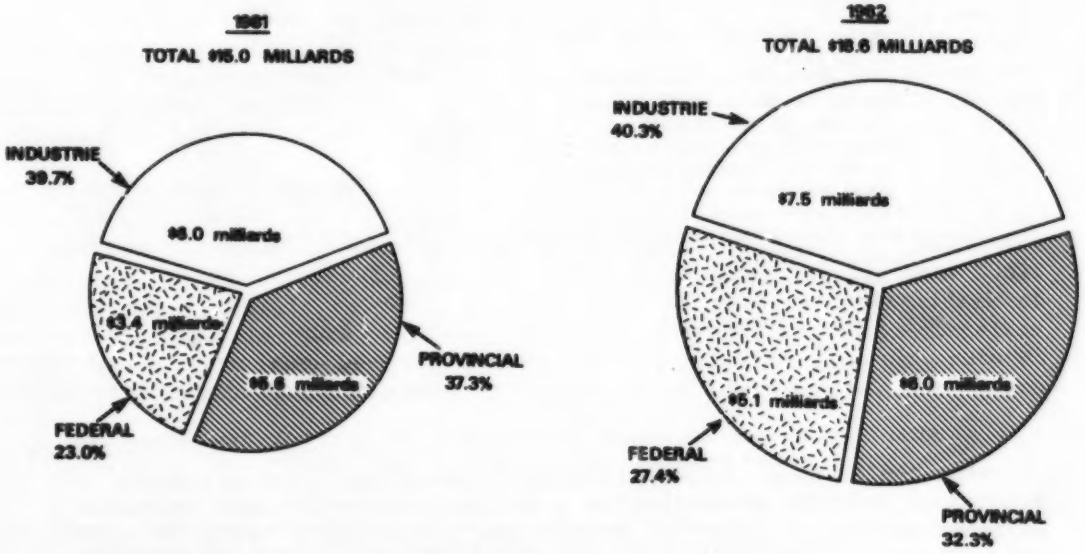
5 - PARTAGE DES RECETTES AMONT ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS

Les recettes du secteur amont à partager ont augmenté de 3,6 milliards de dollars en 1982, l'industrie, les provinces et le gouvernement fédéral ayant tous participé aux gains. La part de l'industrie a augmenté de 1,6 milliard, celle des gouvernements provinciaux de 0,4 milliard, et celle du gouvernement fédéral de 1,7 milliard.

Il ressort du graphique 7 que la part des recettes amont du gouvernement fédéral, pour l'année 1982, a augmenté de 4,4 points de pourcentage (pour atteindre plus de 27 %), que celle des gouvernements provinciaux a baissé pour se situer à 32 % environ, tandis que la part de l'industrie a augmenté légèrement et dépasse un peu 40 %[1]. L'accroissement de la part fédérale était attribuable principalement aux recettes plus élevées provenant des taxes sur l'énergie (TRPG, TRPS, TGNLGN), tandis que la réduction de la part provinciale découle d'une baisse des taux moyens de redevances.

Graphique 7

PARTAGE DES RECETTES AMONT ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS



NOTA: Le tableau 8 à la page 5-2 présente plus de détails.

---

(1) Le partage des recettes est estimé pour l'ensemble de l'industrie amont; les chiffres ne se limitent pas aux sociétés déclarantes à l'ASSP. La méthodologie adoptée pour le calcul des parts est celle qui est utilisée dans la Mise à jour du Programme énergétique national publiée par le gouvernement fédéral le 1er juin 1982. Revenu Canada, Statistique Canada et les gouvernements provinciaux ont fourni les chiffres pour les composantes du partage des recettes qui ne sont pas directement liées aux activités amont (p. ex., les frais d'indemnisation pétrolière (FIP) et la Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN).

Tableau 8

PARTAGE DES RECETTES AMONT ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS

	RECETTES 1981	RECETTES 1982	AUGMENTATION (DIMINUTION)	
	- - en milliards de $ - -			(%)
Part de l'industrie				
Ressources d'autofinancement	5,86	6,44	0,58	10
PESP et autres subventions d'encouragement	0,92	1,60	0,68	74
moins: paiements fonciers	0,83	0,53	(0,30)	(36)
PART TOTALE DE L'INDUSTRIE	5,95	7,51	1,56	26
Part provinciale				
Redevances et impôt sur la propriété foncière[a]	4,62	5,34	0,72	16
Paiements fonciers	0,82	0,52	(0,30)	(36)
Impôt sur le revenu des sociétés[b]	0,21	0,37	0,16	76
Frais d'exportation du pétrole	0,36	0,32	(0,04)	(10)
moins: PESP et autres subventions d'encouragement	0,41	0,52	0,11	27
PART TOTALE DES PROVINCES	5,60	6,03	0,43	8
Part fédérale				
Taxe sur les recettes pétrolières et gazières	1,06	1,70	0,64	60
Impôt sur le revenu des sociétés	1,28	1,57	0,29	23
Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel	0,83	1,19	0,36	43
Redevance de participation canadienne	0,55	0,85	0,30	54
Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires	-	0,28	0,28	-
Frais d'exportation du pétrole	0,36	0,32	(0,04)	(10)
Frais d'indemnisation pétrolière[c]	(0,13)	0,27	0,40	-
Paiements fonciers	0,01	0,01	-	-
moins: paiements du PESP	0,51	1,08	0,57	111
PART FÉDÉRALE TOTALE	3,45	5,11	1,66	48
TOTAL GLOBAL	15,00	18,65	3,65	24

NOTA: (a) Données de source provinciale. On a déduit les subventions d'encouragement provinciales, les exonérations fiscales temporaires relatives aux redevances sur le nouveau pétrole et le nouveau gaz, ainsi que les allégements fiscaux applicables aux redevances dans le cas de la récupération assistée. Les redevances payées aux autochtones et à l'égard de propriétés foncières perpétuelles ainsi que les redevances payées aux propriétaires fonciers sont exclues des calculs.

(b) Chiffres nets, déduction faite des dégrèvements accordés à l'industrie par les gouvernements provinciaux.

(c) Recettes perçues par le gouvernement du Canada moins les montants affectés au financement de l'indemnisation des importateurs de pétrole, de la production donnant droit au Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) et au Prix spécial de l'ancien pétrole (PSAP), de livraisons de brut canadien aux provinces de l'Atlantique et de certains échanges de pétrole brut entre le Canada et les États-Unis.

PART DE L'INDUSTRIE

Les recettes tirées des activités en amont touchées par l'industrie pétrolière ont augmenté de 26 % pour atteindre 7,5 milliards de dollars, et la part proportionnelle de l'industrie a augmenté légèrement pour se situer à un peu plus de 40 % (graphique 7). L'augmentation des recettes de l'industrie découle de l'accroissement des ressources d'autofinancement(1), des sommes plus élevées reçues à titre de subventions du PESP et des réductions des paiements fonciers (tableau 8).

PART DES PROVINCES

Malgré la hausse de 8 % des recettes (qui ont atteint 6 milliards de dollars), la part proportionnelle des gouvernements provinciaux a baissé de 5 points de pourcentage pour se situer à un chiffre légèrement supérieur à 32 %. L'accroissement des recettes provinciales découlait du produit plus élevé des redevances et des impôts sur la propriété foncière perpétuelle (tableau 8), qui dépasse maintenant 5 milliards de dollars (Alberta: 4,7 milliards de dollars; Saskatchewan: 0,3 milliard; Colombie-Britannique: 0,2 milliard). Malgré l'augmentation du montant global payé en redevances, le taux moyen des redevances provinciales, exprimé en pourcentage des recettes amont, est tombé de 25,4 % en 1981 à 24,5 % en 1982.

Les paiements fonciers faits aux provinces ont diminué de 36 % pour se situer à 520 millions de dollars en 1982 (Alberta: 424 millions de dollars; Saskatchewan: 38 millions; Colombie-Britannique: 48 millions), tandis que les recettes tirées des impôts provinciaux sur le revenu des sociétés (moins les subventions d'encouragements) ont augmenté de 160 millions pour atteindre 370 millions de dollars(2).

PART DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL

Les recettes fédérales se sont accrues de 48 % pour atteindre 5,1 milliards de dollars, ce qui représente plus de 27 % des recettes totales pour 1982. Les taxes sur l'énergie, c.-à-d. la Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG), la Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (TRPS) et la Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN), étaient les éléments principaux de la hausse, car dans

---

(1) Les chiffres des ressources d'autofinancement pour l'ensemble de l'industrie ont été obtenus par la pondération des données fournies à l'ASSP au moyen d'un coefficient dérivé du ratio entre les recettes totales du secteur amont par rapport aux recettes comparables des sociétés déclarantes à l'ASSP (tableau 1, annexe B).

(2) Les impôts sur le revenu payés par l'ensemble de l'industrie ont été calculés par la pondération des données sur les impôts (fédéraux et provinciaux) obtenues par l'ASSP par un coefficient égal à la moitié du coefficient utilisé pour le calcul des ressources d'autofinancement. Ce coefficient moins élevé a été choisi parce que les plus petites sociétés qui ne déclarent pas à l'ASSP paient, selon les estimations, un pourcentage moins élevé d'impôt courant que le taux moyen applicable aux sociétés déclarantes.

l'ensemble elles représentent presque 1,3 milliard de la hausse de 1,7 milliard de dollars. On estime les impôts sur le revenu des sociétés versés au gouvernement fédéral à l'égard des activités en amont à 1,6 milliard de dollars, ce qui représente une augmentation de quelque 300 millions de dollars.

Les frais d'indemnisation pétrolière (FIP) ont accusé un excédent de 270 millions de dollars à la fin de 1982. En vertu de l'Entente Canada-Alberta de septembre 1981, il était prévu de rajuster le niveau des FIP entre 1981 et 1986 de façon à éliminer tout excédent qui n'est pas nécessaire pour financer les indemnisations aux importateurs de pétrole et le pétrole donnant droit au Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) au cours de la période.

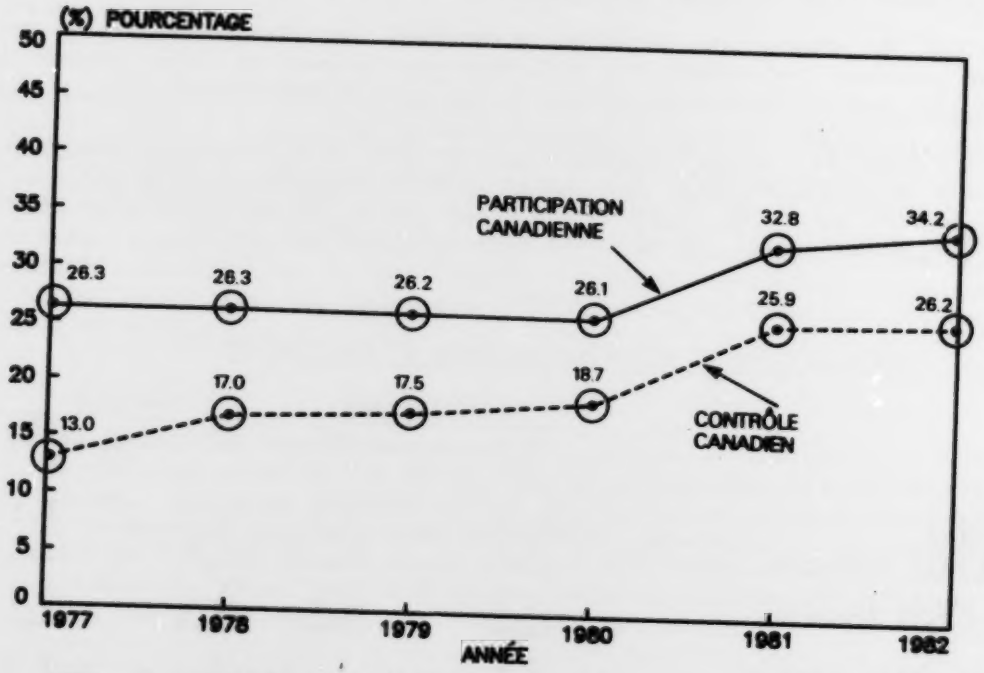
6- TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE

La participation et le contrôle canadiens de l'industrie pétrolière, calculés d'après les recettes tirées du pétrole (amont et aval), ont augmenté de 1,4 et 0,3 point de pourcentage en 1982, pour atteindre 34,2 et 26,2 % respectivement (graphique 8). Les taux de croissance en 1982 ont été moins élevés qu'en 1981 (6,7 points pour la participation et 7,2 points pour le contrôle), à cause surtout d'une diminution du nombre des acquisitions.

La participation et le contrôle des recettes du secteur aval ont augmenté de 1,0 point et de 0,9 point de pourcentage en 1982, pour atteindre 38 et 37 % respectivement. Le tableau 14 de l'annexe B donne des détails à ce sujet et indique d'autres bases utilisées pour mesurer la participation et le contrôle.

Graphique 8

PARTICIPATION ET CONTRÔLE CANADIENS DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE



NOTA: Le calcul des données des années 1977 à 1980 a été fait au moyen des statistiques sur la participation colligées en vertu de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers (LDCSO). Pour 1981 et 1982, les estimations ont été établies par l'ASSP à l'aide de données obtenues (avec le consentement des sociétés participantes) à partir de questionnaires sur la balance des paiements compilés par Statistique Canada.

Voici dans quelle mesure chacun des facteurs a contribué à l'augmentation, en 1982, de la participation et du contrôle canadiens mesurés d'après les recettes tirées du pétrole (amont et aval):

FACTEUR	CONTRIBUTION	
	Propriété canadienne	Contrôle canadien
	(points de pourcentage)	
Prises en charge	0,4	0,4
Achats de portefeuilles d'actions par des investisseurs canadiens	1,0	-
Autres facteurs	0,3	0,1
Achèvement des prises en charge commencées en 1981	(0,3)	(0,2)
VARIATIONS TOTALES	1,4	0,3

Les prises en charge de sociétés étrangères par des entreprises sous contrôle canadien ont coûté 3,5 milliards de dollars en 1982 (annexe B, tableau 13), contre 7,6 milliards de dollars l'année précédente.

La répartition de la participation et du contrôle étrangers entre les États-Unis et d'autres pays n'a guère changé en 1982 (tableau 9). La hausse de 1,4 point de pourcentage de la participation canadienne a été répartie également entre les secteurs public et privé du Canada.

Tableau 9

PARTICIPATION ET CONTRÔLE PAR PAYS ET PAR SECTEUR(a)

	PARTICIPATION		CONTRÔLE	
	1981	1982	1981	1982
	(%)		(%)	
États-Unis	52,7	51,7	56,5	56,3
Autres pays étrangers	14,5	14,1	17,6	17,5
TOTAL - PAYS ÉTRANGERS	67,2	65,8	74,1	73,8
Secteur public canadien	7,9	8,6	8,3	9,1
Secteur privé canadien	24,9	25,6	17,6	17,1
TOTAL - CANADA	32,8	34,2	25,9	26,2

NOTA: (a) Calculés d'après les recettes tirées du pétrole (amont plus aval) au moyen de données sur la participation recueillies jusqu'à la fin de 1982.

7 - MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE(1)

Les mouvements internationaux de trésorerie associés à des investissements à long terme de l'industrie pétrolière canadienne ont produit des sorties nettes de 320 millions de dollars en 1982 (tableau 10, page suivante). Cette baisse des sorties de capitaux en 1982 est surtout attribuable à une réduction considérable des prises en charge. Les rentrées de capitaux de 1,5 milliard de dollars, réalisées par des sociétés sous contrôle canadien en 1982, ont été neutralisées par des sorties de 1,8 milliard de dollars en faveur du secteur des sociétés sous contrôle étranger.

Les sociétés sous contrôle canadien ont signalé, au titre du compte de capital, des rentrées de 1,7 milliard de dollars, composées d'une augmentation des placements de portefeuille étrangers (au titre de la dette en grande partie) et d'un léger accroissement des investissements directs à l'étranger(2). Ces rentrées nettes ont été compensées en partie par des paiements d'intérêts de près de 250 millions de dollars à des non-résidants. L'augmentation de ces paiements accompagne la hausse de la dette contractée à l'étranger, en grande partie pour financer des prises en charge.

Les sociétés sous contrôle étranger ont signalé, au titre du compte de capital, des sorties nettes de 860 millions de dollars, comparativement à 5 milliards de dollars en 1981. Ces sorties nettes se composent d'une réduction des investissements attribuable aux prises en charge et d'une diminution de l'avoir propre étranger partiellement compensée par des rentrées sous forme de dette étrangère. Les opérations menées par ces sociétés au titre du compte courant se sont chiffrées à quelque 920 millions de dollars, les paiements de dividendes représentant près des deux tiers du total.

---

(1) Les données sur les mouvements internationaux de trésorerie proviennent de questionnaires sur la balance des paiements compilés par Statistique Canada. Elles ne montrent qu'une partie des mouvements internationaux de trésorerie survenus dans l'économie canadienne. Pour obtenir un tableau complet de la situation, il faut considérer les données de l'industrie pétrolière dans le contexte des mouvements effectués vers tous les autres secteurs de l'économie canadienne.

(2) Dans ce contexte, "investissement direct" s'entend d'un placement exécuté à la fois pour tirer un revenu et pour exercer un certain contrôle sur la gestion d'une entreprise. Dans l'industrie pétrolière canadienne, les investissements directs sont principalement des capitaux investis par des sociétés mères étrangères dans leurs filiales canadiennes. Les placements de portefeuille servent presque exclusivement à tirer des revenus. Toute la dette détenue par des sociétés étrangères et tout l'avoir propre non détenu par des sociétés mères étrangères sont des placements de portefeuille.

Tableau 10

MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE
ASSOCIÉS À DES INVESTISSEMENTS À LONG TERME(a)

	COMPTE COURANT(b)			COMPTE DE CAPITAL(c)	TOTAL
	Intérêt	Dividendes	Paiements de services commerciaux	Transactions	
1981	en milliards de $				
Sous contrôle canadien	(0,10)	(0,03)	-	0,62	0,49
Sous contrôle étranger	(0,11)	(0,50)	(0,20)	(4,96)	(5,77)
RENTRÉES (SORTIES) NETTES	(0,21)	(0,53)	(0,20)	(4,34)	(5,28)
1982					
Sous contrôle canadien	(0,25)	-	(0,01)	1,72	1,46
Sous contrôle étranger	(0,22)	(0,57)	(0,14)	(0,86)	(1,79)
RENTRÉES (SORTIES) NETTES	(0,47)	(0,57)	(0,15)	(0,86)	(0,32)

NOTA: (a) Tous les chiffres sont des montants nets et excluent les exportations et importations de biens, les services de transport et les variations des bénéfices non distribués. L'annexe B, tableau 15, donne de plus amples détails, y compris les mouvements de capitaux à court terme qui, en 1982, se sont chiffrés à 307 millions de dollars (sorties nettes).

(b) Le compte courant englobe les dividendes, les intérêts et les paiements de services commerciaux.

(c) Le compte de capital représente les fonds associés à des investissements à long terme, comme les sommes investies par une société mère dans une filiale étrangère.

L'annexe B, tableau 15, montre que les dividendes et les paiements de services commerciaux de l'industrie pétrolière à l'étranger ont surtout été versés à des sociétés affiliées. En 1982, 95 % des dividendes et 85 % des paiements de services commerciaux à l'étranger ont été versés à des sociétés mères étrangères, comparativement à 80 et 60 % en 1981. Si l'on ajoute les dividendes de l'avoir propre détenu par des sociétés mères étrangères (285 millions de dollars), on évalue à près de 1 milliard de dollars les mouvements de capitaux vers des sociétés mères étrangères en 1982, comparativement à 600 millions en 1981.

8 - L'ACTIVITÉ DE RECHERCHE ET DE DÉVELOPPEMENT

L'industrie pétrolière a consacré 401 millions de dollars à la recherche et au développement en 1982, soit 14 % de moins que l'année précédente(1). Tant les travaux exécutés par les sociétés interrogées (R-D interne) que les travaux exécutés à contrat (R-D externe) ont diminué par rapport à 1981.

DÉPENSES DE R-D INTERNE

Les sociétés déclarantes à l'ASSP ont investi 330 millions de dollars à la R-D interne en 1982, soit une diminution de 5 % (graphique 9, page suivante). La réduction des dépenses affectées au pétrole et au gaz classiques ainsi qu'au pétrole in situ a été partiellement compensée par une augmentation de la R-D sur le raffinage(2).

La majeure partie (76 %) des sommes d'argent affectées à des travaux de R-D interne a été fournie par les sociétés participantes, le reste provenant de subventions fédérales et provinciales et d'allocations de sociétés affiliées. Ces allocations sont largement tributaires de l'octroi, par des sociétés mères étrangères à des filiales canadiennes, de droits internationaux exclusifs sur des "produits mondiaux" dans certains secteurs de technologie.

La majeure partie des travaux de R-D interne au Canada a été exécutée en Alberta et en Ontario; ces provinces ont représenté 63 et 24 % des dépenses totales engagées à ce chapitre en 1982. Plusieurs sociétés, dans leurs rapports annuels aux actionnaires, ont signalé l'ouverture de nouvelles installations de R-D ou des expansions en 1982. Par exemple, la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée a poursuivi la construction d'un laboratoire de recherches industrielles et sur l'automobile à Sarnia, qui doit être achevée en 1983 et dont le coût est estimé à 40 millions de dollars. De même, Shell Canada a poursuivi la construction d'un centre de recherches de 21 millions de dollars à Calgary.

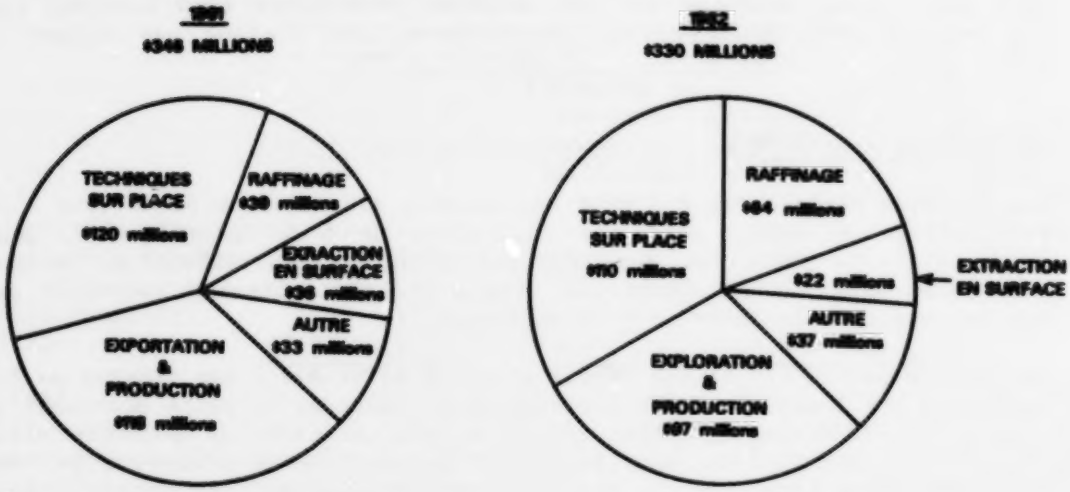
---

(1) Ces données sont tirées des réponses données à deux questionnaires de Statistique Canada, l'un sur la recherche et le développement dans l'industrie canadienne et l'autre sur les dépenses de R-D énergétique engagées par activité, qui ont été mises à la disposition de l'ASSP en vertu d'une entente établie conformément à la Loi sur la statistique. Quelques-unes des données peuvent avoir été comptées en double étant donné que les chiffres qui ont été communiqués au sujet de la R-D interne peuvent inclure des travaux à contrat effectués pour d'autres sociétés pétrolières.

(2) En tout, 36 sociétés faisant rapport à l'ASSP, en majeure partie de grandes entreprises, ont communiqué leurs dépenses de R-D en 1982, contre 40 l'année précédente. En 1981, l'industrie pétrolière a consacré 1,1 % du produit de ses ventes à des travaux de R-D interne, comparativement à une moyenne de 1,2 % pour toutes les autres industries non financières.

Graphique 9

DÉPENSES DE R & D INTERNE PAR ACTIVITÉ



DÉPENSES DE R-D EXTERNE

Les dépenses engagées dans des contrats de R-D, dans le domaine de l'énergie ou non, par des sociétés faisant rapport à l'ASSP se sont chiffrées à 71 millions de dollars, soit une baisse de 40 % par rapport à 1981 (tableau 11). En tout, 27 millions de dollars ont été versés à des sociétés et à des établissements du Canada, et 44 millions à des entrepreneurs étrangers.

Tableau 11

DÉPENSES DE R-D EXTERNE AU CANADA ET À L'ÉTRANGER

ENTREPRENEUR	AU CANADA		À L'ÉTRANGER		TOTAL	
	1981	1982	1981	1982	1981	1982
	- - - - - - - - - - en millions de $ - - - - - - -					
Sociétés mères et affiliées	10	10	49(a)	43(a)	59	53
Autres sociétés	56	14	1	1	57	15
Établissements de recherche	3	3	-	-	3	3
TOTAUX	69	27	50	44	119	71

NOTA: (a) Des dépenses de 36 millions et de 34 millions de dollars ont été consacrées à des technologies énergétiques en 1981 et 1982 respectivement. En ce qui concerne les travaux exécutés à contrat au Canada, on ne sait pas quelle est la part des dépenses consacrées à l'énergie.

9 - RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ: DE 1978 À 1982

L'examen qui a été fait de l'activité de l'industrie pétrolière, échelonné sur cinq ans, constitue une base de comparaison d'un bon nombre de caractéristiques du rendement financier au cours de la période allant de 1978 à 1982. Le tableau 12 présente des données de variation de la tendance applicables à 63 sociétés faisant rapport à l'ASSP et pour lesquelles des statistiques compatibles sont disponibles pour toute la période visée(1).

Tableau 12

RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ: DE 1978 À 1982

	1978	1979	1980	1981	1982
	en milliards de $				
RECETTES					
Ensemble de l'activité(a)	25,7	32,8	41,2	48,9	52,5
Amont	9,3	12,1	15,4	15,7	18,8
Aval	15,3	18,5	23,3	28,6	29,6
BÉNÉFICES NETS					
Ensemble de l'activité(a)	2,1	3,5	4,5	3,1	1,6
Amont	1,8	2,3	2,8	1,6	2,1
Aval	0,3	1,0	1,5	1,4	0,4
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT					
Ensemble de l'activité (a)	4,7	7,1	9,1	7,7	6,7
Amont	3,8	4,9	6,4	5,0	5,4
Aval	0,7	1,6	2,0	2,1	1,3
DÉPENSES DE CAPITAL					
Amont	3,7	4,7	6,4	6,1	5,6
Aval	0,6	0,5	0,7	1,9	2,4
Autres	0,2	0,5	0,7	1,2	1,4
Total au Canada	4,5	5,7	7,9	9,2	9,5
Dépenses à l'étranger	0,6	0,6	1,0	1,4	0,9
TOTAL DES DÉPENSES DE CAPITAL	5,1	6,3	8,9	10,6	10,4
DIVIDENDES	0,5	0,7	0,9	1,1	1,0
DETTE À LONG TERME					
Montant restant à payer (au 31 décembre)	4,9	6,3	8,4	15,8	14,2

NOTA: (a) Comprend les "autres activités au Canada" et l'activité à l'étranger.

(1) Les 63 sociétés déclarantes comptaient pour 85 % des recettes liées au pétrole déclarées à l'ASSP pour l'année 1982. Les tableaux 7 et 8 de l'annexe C présentent des données des activités détaillées de ces sociétés pour la période allant de 1978 à 1982.

FAITS SAILLANTS

Il s'est produit un certain nombre de faits importants au cours des cinq dernières années:

1) Les recettes ont plus que doublées, c'est-à-dire qu'elles ont augmenté à un taux annuel composé de presque 20 % tant dans le secteur amont que pour le secteur aval de l'industrie pétrolière.

2) Les bénéfices nets ont suivi un cours beaucoup plus irrégulier, atteignant un sommet en 1980 et régressant progressivement au cours des deux années suivantes. Les profits amont et aval ont cependant été légèrement plus élevés en 1982 que quatre années plus tôt.

3) Les ressources d'autofinancement ont baissé par rapport aux niveaux records atteints en 1980, mais elles ont tout de même augmenté de presque 50 % entre 1978 et 1982.

4) Les dépenses de capital, tout comme les dividendes, ont doublé au cours de la période en question.

5) La dette exigible à long terme, qui se chiffre maintenant à 14 milliards de dollars, a presque triplé par rapport à ce qu'elle était en 1978. Cette augmentation s'est produite en majeure partie en 1981 lorsque des dettes additionnelles ont été contractées pour financer des acquisitions.

Malgré les baisses de profit et les conditions adverses du marché, le total des dépenses de capital amont et aval en 1982 (à l'exclusion des subventions du PESP et des autres subventions) était à peu près égales aux ressources d'autofinancement, ce qui représente un rapport de réinvestissement de 100 % contre 93 % en 1978 et 85 % en 1980, année pendant laquelle les bénéfices nets ont atteint leur plus haut niveau.

ANNEXES

		Page
A	GLOSSAIRE DES TERMES EMPLOYÉS	A-1
B	TABLEAUX SUPPLÉMENTAIRES	
1	Comparaison des données de l'ASSP aux données globales de l'industrie pour 1982	B-1
2	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	B-2
3	Modifications apportées aux Frais d'indemnisations pétrolières	B-3
4	Rapport des frais d'intérêts au revenu avant impôt	B-4
5	Ventilation des subventions du PESP	B-5
6	Puits achevés et mètres de forage au Canada	B-6
7	Dépenses de capital amont - Terres provinciales	B-7
8	Dépenses d'exploration au Canada, par emplacement	B-8
9	Dépenses de capital exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement	B-9
10	Dépenses de capital et investissements dans les stocks exprimés en pourcentage des ressources d'autofinancement en 1982	B-10
11	Paiements de dividendes	B-11
12	Taux de rendement	B-12
13	Principales prises en charge dans l'industrie du pétrole au cours de 1982	B-13
14	Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et par type d'activité	B-14
15	Mouvements internationaux de trésorerie en 1982	B-15
C	TABLEAUX STATISTIQUES	
1	État des revenus et dépenses	C-1
2	Sources et affectations des fonds	C-4
3	Dépenses de capital amont au Canada, par emplacement	C-5
4	Dépenses de capital, par activité	C-6
5	Bilan	C-7
6	Volume et valeur de production	C-8
7	État des revenus et dépenses: de 1978 à 1982	C-9
8	Sources et affectations des fonds: de 1978 à 1982	C-10

GLOSSAIRE

Acquisition - Acquisition d'actions d'une autre société pétrolière ou achat de l'actif d'une telle société. Les dépenses de capital destinées à cette fin sont incluses dans "autres affectations des fonds" dans les rapports d'examen.

Activité autre au Canada - Comprend les services de forage, l'exploitation du charbon, de l'uranium, des métaux et d'autres activités qui ne sont pas reliées directement à l'activité pétrolière.

Amortissement - Sur une période de temps donnée, montant imputé à l'actif, autre que l'amortissement, l'épuisement et les dépenses d'exploration et de mise en valeur. Ce montant comprend également les gains ou pertes réalisés lors de la cession d'éléments d'actif, les sommes radiées de l'actif et les bénéfices non remis sur les investissements.

Autres affectations des fonds - Comprend les applications comme les acquisitions, les achats de machines et de matériel usagés, et les investissements à long terme.

Autres sources de fonds - Comprend les produits de la vente d'actifs ou les investissements à long terme, les paiements anticipés applicables à la production future.

Avoir propre - La valeur comptable du capital libéré des actionnaires, du surplus d'apport et des bénéfices non répartis.

Capital utilisé - La valeur comptable de l'actif total moins le passif courant.

Contrôle canadien - En général, une société est sous contrôle canadien lorsque 50 % ou plus de ses actions assorties du droit de vote sont détenues par des résidents du Canada. Dans quelques cas exceptionnels, lorsqu'une tranche importante d'actions est détenue par des résidents et que les autres actions sont détenues par des tiers, une société peut être sous contrôle canadien même si plus de 50 % de ces actions assorties du droit de vote sont détenues par des non-résidents.

Dépenses de capital - Les investissements dans la machinerie, l'équipement, les structures et avoirs miniers nouveaux, capitalisés ou imputés directement sur le coût des activités courantes, ainsi que les valeurs immatérielles (p.ex. coût de location d'équipement), l'intérêt capitalisé et les dépenses capitalisées de réparation.

Dépenses de mise en valeur - Ces dépenses comprennent le coût des forages dans une région où l'existence de réserves de pétrole et de gaz naturel est déjà prouvée, le coût des réseaux de captage sur le terrain, et le coût d'achat de réserves prouvées.

Dépenses de production - Comprend les dépenses liées à la production de pétrole brut ou de gaz naturel. Les dépenses liées aux usines de traitement du gaz naturel sont incluses.

Dépréciation - Montant imputé sur les dépenses applicable à l'actif susceptible de dépréciation qui a été capitalisé. Ceci ne correspond pas à la déduction pour amortissement utilisée pour calculer la dépréciation pour fins d'impôt.

Dette à long terme - Dette dont l'échéance dépasse un an. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette à long terme lorsqu'elles sont remboursables à un montant fixe sans privilège de conversion ou droit de vote.

Épuisement - Montant imputé sur les dépenses dans les états financiers de la société applicable à l'actif susceptible d'épuisement qui a été capitalisé. Il ne s'agit pas de la déduction pour épuisement gagné calculée aux fins d'impôt.

Exploration - Comprend tous les droits d'affermage et les coûts d'acquisition des terres, les dépenses liées à des travaux géologiques et géophysiques, et les forages d'exploration. Les forages d'exploration désignent généralement les puits forés en dehors des limites d'une région prouvée ou à l'intérieur des limites d'une telle région mais dans une zone inéprouvée. Ces forages servent à déterminer l'existence de réserves pétrolières ou gazières. Sont également inclus les coûts de puits improductifs, les coffreages et autres matériaux et équipements abandonnés sur place, ainsi que les puits en cours à la fin de l'année.

Extraction des ressources énergétiques - Dépenses de capital associées à l'extraction de l'uranium et du charbon (exclut l'extraction des sables pétrolifères).

Fonds de roulement - L'actif à court terme (liquidités, investissements à court terme, comptes à recevoir, stocks) moins le passif à court terme (comptes à payer, dettes et titres venant à échéance dans moins d'un an).

Frais d'exportation du pétrole - Sont égaux à la différence entre le prix intérieur et le prix à l'exportation du pétrole brut lourd. Étant donné la faible capacité des raffineries de l'Ouest canadien pour le traitement du brut lourd, les volumes de brut lourd excédentaires aux besoins du Canada sont exportés. Le gouvernement fédéral partage les recettes tirées des frais d'exportation avec l'Alberta et la Saskatchewan selon les niveaux d'exportation de chaque province.

Frais d'indemnisations pétrolières (FIP) - Taxe imposée aux raffineries par le gouvernement du Canada. Les fonds provenant de cette taxe sont utilisés pour financer l'indemnisation des importateurs de pétrole, pour payer les coûts plus élevés de la production qui est admissible au Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) et au Prix spécial de l'ancien pétrole (PSAP) et pour payer la livraison de brut canadien aux provinces de l'Atlantique et certains échanges de brut entre le Canada et les États-Unis.

Frais non monétaires - Désigne les entrées imputées à la période visée par le rapport sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles au cours de ladite période, c'est-à-dire la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement.

Grandes sociétés - Sociétés qui réalisent chacune plus de 1 % des recettes totales de l'industrie dans les secteurs amont ou aval des activités.

Impôt reporté - Impôt accumulé et considéré comme dépense dans l'état des revenus et des dépenses, mais non payable pendant la période visée. L'impôt est reporté, par exemple, lorsque les biens immobilisés sont amortis (au moyen de la déduction pour amortissement) aux fins d'impôt à des taux supérieurs aux taux de dépréciation utilisés pour préparer les rapports financiers.

Impôt sur le revenu courant - La partie de l'impôt sur le revenu, tant fédéral que provincial, à payer au cours de la période visée par le rapport.

Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse - Méthode comptable suivant laquelle seuls sont capitalisés les coûts qui entraînent directement des bénéfices futurs identifiables et qui sont liés à la découverte, à l'acquisition ou à la mise en valeur de réserves particulières. Les coûts qui ne donnent pas lieu à des bénéfices futurs identifiables sont généralement imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés, ou sont passés au compte des pertes. Sont inclus les coûts liés aux études géologiques et géophysiques, à la possession des gisements inexploités et aux activités d'exploration et de mise en valeur de gisements improductifs.

Méthode de capitalisation du coût entier - Méthode comptable suivant laquelle tous les coûts liés à la prospection et à l'acquisition de réserves, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements dans des centres de coûts relativement importants sont capitalisés et imputés sur les dépenses à mesure que les gisements auxquels s'appliquent les coûts sont mis en production. Les coûts engagés comprennent les frais de prospection, de location, d'acquisition, de rétention, d'exploration et de mise en valeur ainsi que les frais indirects associés (c'est-à-dire frais généraux et administratifs). Les frais d'exploitation sont imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés.

Participation canadienne - La proportion des actions totales assorties du droit de vote d'une société qui est détenue, soit directement ou indirectement (par l'intermédiaire d'autres sociétés), par des résidents canadiens.

Petites sociétés - Sociétés dont les travaux sont surtout axés sur l'exploration et la production et qui ne font pas partie des sous-groupes de sociétés intégrées ou de grandes sociétés. Les activités amont et aval de chacune d'elles représentent moins de 1 % des recettes totales de l'industrie.

Pétrole lourd non classique - Désigne les gisements de pétrole lourd récupérable par des méthodes améliorées de récupération et dont la densité est inférieure à 23° API. Pour les gisements canadiens de pétrole lourd, cette densité est généralement de l'ordre de 10 à 17° API.

Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) - Prix spécial qui est appliqué au nouveau pétrole classique, au brut synthétique et au brut provenant des Terres du Canada. Le nouveau pétrole classique comprend le pétrole provenant de gisements découverts après le 31 décembre 1980, le pétrole supplémentaire récupéré selon des méthodes de récupération assistée (autres que l'injection d'eau) à compter de 1981, et le bitume brut extrait dans le cadre de projets expérimentaux et non intégrés d'extraction des sables pétrolifères, mis en oeuvre après 1980. Le PRNP, qui est assujetti à un plafond de 100 % du prix international, a été fixé à 45,92 $/baril le 1er janvier 1982. Les modifications entrant en vigueur en 1983 seront indiquées dans l'Examen de l'activité applicable au premier semestre de cette année.

Prix spécial de l'ancien pétrole (PSAP) - Prix spécial à la tête de puits pour le pétrole classique découvert après 1973, sujet aux redevances provinciales établies selon le taux du nouveau pétrole, mais non admissible au Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP). Tel qu'annoncé dans la Mise à jour du Programme énergétique national, le PSAP a été établi à 75% du prix mondial en vigueur le 1er juillet 1982.

Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) - Des contributions directes sont payées aux sociétés qui entreprennent des activités d'exploration, de mise en valeur et de production au Canada. Le taux de subvention varie en fonction du secteur d'activité et il est plus élevé dans le cas des sociétés sous contrôle canadien et ayant un taux déterminé de participation canadienne. Le gouvernement de l'Alberta administre et paie les subventions d'encouragement de ce Programme pour toute activité à l'intérieur de sa limite territoriale, et le gouvernement fédéral administre le Programme partout ailleurs au Canada.

Rapport d'endettement - Rapport du passif à long terme (plus d'une année) à l'avoir propre des actionnaires (capital-actions plus les bénéfices non répartis). Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette ou comme un avoir propre, selon les modalités applicables à ces actions (voir "dettes à long terme").

Ressources d'autofinancement - Comprend le revenu net après impôts, plus les dépenses d'exploration et de mise en valeur engagées au cours de la période visée par le rapport, la dépréciation, l'épuisement, l'amortissement et les impôts reportés.

Sables pétrolifères - Désigne les réserves de bitume brut de gisements qui sont généralement solides à moins d'être chauffés et dont la densité varie habituellement entre 6 et 10° API. Les gisements de l'Athabasca, de Peace River, de Wabasca et de Buffalo Head Hills sont les principales réserves du Canada.

Secteur amont - Activités et travaux liés à la recherche, à l'exploration, à la mise en valeur, à la production, à l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et des sulfures ainsi qu'à la production de pétrole synthétique.

Secteur aval - Comprend le raffinage, la commercialisation, le transport et les activités liées aux produits pétrochimiques.

Sociétés intégrées - Toute société dont les activités amont et aval représentent plus de 1 % des recettes totales de l'industrie. De plus, chacune d'elles possède d'importants services de production, de commercialisation et de distribution de produits raffinés.

Sources externes de fonds - Sources de fonds autres que les ressources d'autofinancement, principalement la dette à long terme et l'avoir propre.

Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN) - Taxe fédérale imposée sur le gaz naturel pour pipeline et les liquides de gaz naturel (LGN) commercialisables. Ce gaz naturel commercialisable comprend le gaz utilisé dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz mais exclut le gaz réinjecté dans un réservoir. Les liquides de gaz naturel incluent l'éthane, le propane, le butane ou tout autre mélange provenant de gaz traité dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz.

Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) - Taxe qui s'applique aux recettes nettes tirées de la production de pétrole et de gaz. La TRPG n'est pas déductible pour fins d'impôt.

Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (TRPS) - Taxe fédérale imposée à un taux de 50 % des recettes supplémentaires de l'ancien pétrole après déduction des redevances de la Couronne. Les recettes supplémentaires désignent l'écart entre les recettes réelles tirées de la production et les recettes qui auraient été réalisées selon le prix prévu dans le PEN.

Terres du Canada - Les zones du Canada à l'extérieur des limites provinciales.

Tableau 1

COMPARAISON DES DONNÉES DE L'ASSP AUX DONNÉES GLOBALES DE L'INDUSTRIE POUR 1982

	ASSP	Estimations globales de l'industrie	Colonne 1 exprimée en pourcentage de la colonne 2
	(en millions de $)		(%)
DÉPENSES AMONT AU CANADA			
Exploration (y compris terres)	3 560	3 802(a)	94
Mise en valeur et production	2 829	3 338(a)	85
TOTAL - Exploration, Mise en valeur et production (au Canada)	6 389	7 140(a)	89
Subventions du PESP	1 297	1 423	91
TRPG	1 641	1 700	97
RECETTES DE PRODUCTION AMONT	19 421	21 788(b)	89
RECETTES TOTALES (excluant les taxes de vente)	45 629(d)	47 747(c)	95
STATISTIQUES DE PRODUCTION			
Pétrole brut et liquides (milliers de m^3 par jour)	219	252(b)	87
Gaz naturel commercialisable (millions de m^3 par jour)	165	190(b)	87

NOTA: (a) SOURCE: Statistique Canada 26-213 Dépenses nettes de l'industrie pétrolière en 1982. Les chiffres de Statistique Canada applicables aux dépenses de capital proviennent de plus de 400 sociétés déclarantes, contre environ 100 sociétés pour l'ASSP.

(b) SOURCE: Statistique Canada 26-006 Production de pétrole brut et de gaz naturel.

(c) SOURCE: Statistique Canada 61-003 Statistiques financières des sociétés industrielles.

(d) Les données de l'ASSP ont été rajustées pour exclure les activités à l'étranger afin que la comparaison avec les données de Statistique Canada soit plus juste.

Annexe B-2

Tableau 2

RÉSUMÉ DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE PRODUITS PÉTROLIERS ET DE GAZ NATUREL[a]

	1981	1982	Augmentation (Diminution)
	(en milliers de m^3/jour)		(%)
PRODUITS PÉTROLIERS[b]			
Production	256[c]	252	(1)
Importations nettes[d]	18	(15)	-
Consommation	286	255	(11)
	(en milliards de m^3/année)		
GAZ NATUREL			
Production	67,8	69,3	2
Exportations nettes	21,6	22,2	3
Consommation	43,1	44,2	2

NOTA: (a) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses, c'est-à-dire les gouvernements provinciaux, EMR et Statistique Canada. L'industrie n'a pas fourni de données sur sa propre consommation (par exemple, combustibles de raffinerie) ni sur les variations des stocks.

(b) Les produits pétroliers comprennent le pétrole brut classique et le brut synthétique ainsi que les liquides de gaz naturel (propane, butane et éthane) obtenus des installations de production et de retraitement du gaz.

(c) Les chiffres de 1981 tiennent compte de la réduction de production de 9 540 m^3/jour (60 000 B/jour) du 1er mars, et d'une autre semblable le 1er juin 1981. L'Alberta a ensuite ramené sa production de brut aux niveaux normaux le 1er septembre 1981, après avoir signé une entente sur les ressources énergétiques avec le gouvernement du Canada.

(d) Les chiffres sur les importations de produits pétroliers ne comprennent pas les exportations de brut, de liquides de gaz naturel, et de produits raffinés. En gros, les importations pétrolières (y compris les arrivages prévus en vertu d'échanges) de 1981 et 1982 ont atteint respectivement 88 000 et 61 000 m^3/jour (553 000 et 382 000 b/jour), ou 31 % et 24 % de la consommation intérieure au cours de ces périodes.

Tableau 3

MODIFICATIONS APPORTÉES AUX FRAIS D'INDEMNISATIONS PÉTROLIÈRES

	Type de modification	Montant		Niveau des FIP	
		($/m^3)	($/baril)	($/m^3)	($/baril)
1980					
le 1er avril	augmentation	0,94	0,15	6,29	1,00
le 10 juillet	augmentation	4,72	0,75	11,01	1,75
le 1er novembre	augmentation	5,03	0,80	16,05	2,55
1981					
le 1er janvier	augmentation	15,73	2,50	31,78	5,05
le 1er mars	imposition du droit d'indemnisation spéciale	4,72	0,75	36,50	5,80
le 1er mai	imposition des frais de participation canadienne	7,24	1,15	43,74	6,95
le 1er juin	augmentation du droit d'indemnisation spéciale	6,92	1,10	50,66	8,05
le 3 juin	augmentation	7,87	1,25	58,52	9,30
le 22 septembre	abolition du droit d'indemnisation spéciale	(11,64)	(1,85)		
	augmentation des FIP	11,64	1,85	58,52	9,30
le 30 novembre	diminution des FIP	(11,64)	(1,85)	46,88	7,45
1982	aucune modification	-	-	46,88	7,45

Annexe B-4

Tableau 4

RAPPORT DES FRAIS D'INTÉRÊTS AU REVENU AVANT IMPÔT[a]

	(1) Revenu avant impôts	(2) Frais d'intérêts subis	(3) Rapport de la colonne (2) à la colonne (1)
	(en millions de $)		(%)
Sociétés intégrées	2 863	404	14
Grandes sociétés			
Sous contrôle canadien	2 033	1 822	90
Sous contrôle étranger	1 118	26	2
Petites sociétés			
Sous contrôle canadien	758	761	101
Sous contrôle étranger	298	244	82
TOTAL - INDUSTRIE	7 070	3 257[b]	46
Sous contrôle canadien	2 791	2 583	93
Sous contrôle étranger	4 279	674	16

NOTA: (a) La colonne 1 représente le revenu avant impôts tiré de l'ensemble des activités et les intérêts imputés aux dépenses, alors que la colonne 2 montre le total des frais d'intérêts subis (ceux-ci étant les frais d'intérêts imputés aux dépenses et les frais d'intérêts capitalisés). La colonne 3 indique le rapport de la colonne 2 à la colonne 1.

(b) En plus de 2,7 milliards de dollars de frais d'intérêts imputés en 1982, il y a eu capitalisation de 586 millions de dollars (presque entièrement attribuable aux sociétés sous contrôle canadien).

Tableau 5

VENTILATION DES SUBVENTIONS DU PESP

	Exploration	Mise en valeur et production	TOTAL	Sous contrôle canadien	Sous contrôle étranger
	(en millions de $)				
Colombie-Britannique					
1981	17	4	21	21	–
1982	26	5	31	31	–
Alberta					
1981	154	63	216	216	–
1982	191	74	264	264	–
Saskatchewan					
1981	4	2	6	6	–
1982	2	6	8	8	–
Autres provinces					
1981	2	1	3	3	–
1982	3	4	7	7	–
Mer de Beaufort					
1981	244	–	244	95	49
1982	501	–	501	469	32
Est du Labrador					
1981	101	–	101	50	51
1982	196	–	196	168	28
Partie sud du plateau de l'Atlantique					
1981	98	–	98	95	3
1982	212	–	212	189	23
Autres Terres du Canada					
1981	26	–	26	22	4
1982	77	1	78	65	13
TOTAL					
1981	645	70	715	608	107
1982	1 208	89	1 297	1 201	96

NOTA: Les subventions du PESP sont des subventions versées aux entreprises admissibles par la réalisation de travaux d'exploration, de mise en valeur et de production au Canada. Le gouvernement de l'Alberta administre et verse les subventions relatives aux activités exécutées dans la province et le gouvernement fédéral exécute le Programme dans le reste du Canada.

Annexe B-6

Tableau 6

PUITS ACHEVÉS ET MÈTRES DE FORAGE AU CANADA

	1981	1982	Augmentation (Diminution) (%)
PUITS ACHEVÉS			
(nombre de puits)			
Exploration	3 199	2 200	(31)
Mise en valeur	3 966	3 778	(5)
TOTAL	7 159	5 978	(17)
MÈTRES DE FORAGE			
(milliers)			
Exploration	4 379	2 902	(34)
Mise en valeur	3 839	3 450	(10)
TOTAL	8 218	6 352	(23)

SOURCE: Oilweek, le 7 février 1983
(Les chiffres comprennent les données pour les Terres du Canada).

Tableau 7

DÉPENSES DE CAPITAL AMONT (a)
TERRES PROVINCIALES

	Exploration(b)		Mise en valeur(b)		Production(c)	
	1981	1982	1981	1982	1981	1982
	en millions de $					
Colombie-Britannique	291	172	57	39	43	27
Alberta	2 253	1 652	962	818	1 227	1 227
Saskatchewan	111	70	57	49	73	76
Autres provinces	34	40	14	13	17	11
TOTAL-PROVINCES	2 689	1 934	1 090	919	1 360	1 341

NOTA: (a) Les dépenses relatives au pétrole lourd non classique et aux sables bitumineux ne sont pas incluses.

(b) Comprend les subventions du PESP et les frais généraux capitalisés.

(c) Comprend les frais généraux capitalisés.

Annexe B-8

Tableau 8

DÉPENSES D'EXPLORATION AU CANADA, PAR EMPLACEMENT[a]

	1981	1982	Augmentation (Diminution)
	(en millions de $)		(%)
Provinces[b]	2 689	1 934	(28)
Terres du Canada			
Mer de Beaufort	570	773	36
Est du Labrador	366	377	3
Bassin de Sverdrup	46	70	52
Partie sud du plateau de l'Atlantique	137	329	140
Total - Terres du Canada	1 159	1 626	40
TOTAL-CANADA	3 847	3 560	(7)

NOTA: (a) Comprend les subventions du PESP et les frais généraux capitalisés.

(b) L'annexe B, tableau 7, donne les détails des dépenses d'exploration par province.

Tableau 9

DÉPENSES DE CAPITAL EXPRIMÉES EN POURCENTAGE DES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

	Amont(a)		Liées au pétrole(b)	
	1981	1982	1981	1982
	(%)		(%)	
Sociétés intégrées	94	72	84	106
Grandes sociétés				
Sous contrôle canadien	122	89	123	98
Sous contrôle étranger	80	64	80	63
Petites sociétés				
Sous contrôle canadien	212	128	251	165
Sous contrôle étranger	266	189	260	185
TOTAL - INDUSTRIE	116	85	110	104
Sous contrôle canadien	141	97	145	111
Sous contrôle étranger	99	77	90	100

NOTA: (a) Dépenses de capital amont (excluant les subventions du PESP et autres subventions) au Canada exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement amont.

(b) Dépenses de capital (amont et aval) liées au pétrole et effectuées au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement découlant des activités liées au pétrole.

Annexe B-10

Tableau 10

DÉPENSES DE CAPITAL ET INVESTISSEMENTS DANS LES STOCKS EXPRIMÉS EN POURCENTAGE DES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT EN 1982

	Investissements dans les stocks	
	Non compris	Compris
	(%)	(%)
Sociétés intégrées	121	106
Grandes sociétés		
Sous contrôle canadien	179	188
Sous contrôle étranger	66	69
Petites sociétés		
Sous contrôle canadien	247	249
Sous contrôle étranger	176	174
TOTAL - INDUSTRIE	143	139
Sous contrôle canadien	200	208
Sous contrôle étranger	112	101

NOTA: L'ASSP obtient la valeur totale des stocks pour la société. Les chiffres indiqués dans la première colonne permettent de comparer les dépenses totales de capital (excluant le PESP), sans les investissements dans les stocks, aux ressources d'autofinancement tirées de l'ensemble des activités. Les chiffres de la seconde colonne montrent dans quelle mesure l'ajout des dépenses relatives aux stocks aux dépenses de capital influe sur les pourcentages relatifs aux investissements.

Tableau 11

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

	1981	1982	Pourcentage du revenu net(a) 1981	1982
	(en millions de $)		(%)	
Sociétés intégrées	658	640	41	56
Grandes sociétés				
Sous contrôle canadien	321	209	33	*
Sous contrôle étranger	32	52	11	12
Petites sociétés				
Sous contrôle canadien	78	112	33	*
Sous contrôle étranger	31	30	111	327
TOTAL-INDUSTRIE	1 119	1 043	36	69
Sous contrôle canadien	399	321	33	*
Sous contrôle étranger	720	722	37	46

NOTA: (a) Obtenu en divisant les dividendes payés par chaque groupe de sociétés par le revenu net pour l'ensemble des activités (annexe C, tableau I). Les pourcentages ne sont pas indiqués pour les groupes qui ont déclaré des pertes d'exploitation remplacés par un astérisque).

Annexe B-12

Tableau 12

TAUX DE RENDEMENT

AVOIR DES ACTIONNAIRES[a]	1972	1979	1980	1981	1982
			(%)		
Secteur manufacturier	11,0	16,7	14,9	11,4	4,2
Secteur minier	5,9	21,8	18,9	7,3	(1,3)
Autres industries non financières	11,5	14,3	13,4	12,5	8,9
TOTAL - INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (secteur pétrolier)	10,5	16,5	14,9	11,2	5,2
Secteur pétrolier	10,4	22,8	21,6	11,9	7,8

CAPITAL UTILISÉ[b]	1972	1979	1980	1981	1982
			(%)		
Secteur manufacturier	8,2	12,2	11,2	9,1	4,5
Secteur minier	4,8	15,4	13,4	5,7	1,0
Autres industries non financières	7,4	9,4	9,2	9,1	7,1
TOTAL - INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (secteur pétrolier)	7,7	11,5	10,7	8,7	5,1
Secteur pétrolier	8,4	14,5	14,0	8,1	6,1

SOURCE: Statistique Canada 61-003, Trimestriel des Sociétés industrielles.

NOTA: (a) Le rendement de l'avoir des actionnaires se définit comme étant le profit net après impôts divisé par la valeur nette. Il sert à mesurer le taux de rendement des investissements des actionnaires (capital libéré des actionnaires et bénéfices non répartis). Cette mesure sert souvent à comparer le rendement de sociétés différentes par le type et par la taille.

(b) Le capital utilisé se définit comme étant l'actif total moins le passif courant. Les données des bénéfices nets utilisées pour calculer le taux de rendement du capital utilisé ont été rajustées par l'addition du coût de l'intérêt, après impôts, sur les emprunts.

Tableau 13

PRINCIPALES PRISES EN CHARGE DANS L'INDUSTRIE DU PÉTROLE AU COURS DE 1982(a)

Sociétés acquises	Acheteur	Prix d'achat (en millions de $)
HBOG	Dome Petroleum	2 000 $(b)
Texasgulf Canada	CDC	600
Marathon et Pan Ocean	Aberford Resources	225
Francana	Sceptre Resources	-(c)
Tenneco Oil	Harvard Resources	150
Chieftain Development (d)	Alberta Energy Company	168
Sabine Canada	Co-Enerco	103
Syncrude Canada (8,75 %)	Alberta Oil Sands Equity	236
TOTAL		3 482

NOTA: (a) Source: la presse et autres publications.

(b) La prise en charge de la Hudson's Bay Oil and Gas Company Ltd. (HBOG) a été finalisée par la Dome Petroleum Limited en mars 1982. Le prix d'achat total a été de 4 milliards de dollars environ.

(c) La Sceptre Resources a acheté la Francana par le biais d'un échange de biens; il est donc impossible d'attribuer une valeur en dollars à cette transaction.

(d) L'Alberta Energy Company a acheté 51 % des avoirs de la Chieftain Development.

Annexe B-14

Tableau 14

PARTICIPATION ET CONTRÔLE CANADIENS PAR GROUPE DE SOCIÉTÉS ET TYPE D'ACTIVITÉ

	PARTICIPATION		CONTRÔLE	
	1981	1982	1981	1982
	(%)		(%)	
RECETTES LIÉES AU PÉTROLE[a]				
Sociétés intégrées	20,6	21,7	0,0	0,0
Grandes sociétés[b]	56,3	56,2	74,4	72,5
Petites sociétés[b]	50,1	54,6	59,4	64,3
TOTAL-INDUSTRIE	32,8	34,2	25,9	26,2
TOTAL-ACTIFS				
Sociétés intégrées	21,6	23,3	0,0	0,0
Grandes sociétés[b]	59,7	63,0	84,9	85,0
Petites sociétés[b]	58,5	62,4	71,9	76,5
TOTAL-INDUSTRIE	47,1	50,5	55,0	56,6
AUTRES BASES DE MESURE				
Recettes				
Amont	37,0	38,0	36,1	37,0
Gaz naturel	39,9	41,5	41,3	43,7
Pétrole brut	33,7	34,9	29,9	31,2
Aval	30,5	31,7	19,9	18,9
Dépenses d'exploration	45,0	57,4	50,2	62,4

NOTA: (a) Somme des recettes amont et aval.

(b) Comprend les sociétés sous contrôle canadien et les sociétés sous contrôle étranger.

Tableau 15

MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE EN 1982

	COMPTE COURANT						COMPTE DE CAPITAL			TOTAL
	Dividendes			Paiements de services						
	Intérêt	Direct(a)	Autres	Directs(a)	Autres	TOTAL	Direct	Autres	TOTAL	GLOBAL
	(en millions de $)									
TRANSACTIONS INTERNATIONALES LIÉES AU INVESTISSEMENTS À LONG TERME AU CANADA										
Sous contrôle canadien	(247)	-	(4)	-	(8)	(259)	-	1 731	1 731	1 472
Sous contrôle étranger	(218)	(537)	(30)	(145)	(26)	(956)	(1 365)	553	(812)	(1 768)
ENTRÉES (sorties)	(465)	(537)	(34)	(145)	(34)	(1 215)	(1 365)	2 284	919	(296)
TRANSACTIONS INTERNATIONALES LIÉES AUX INVESTISSEMENTS À LONG TERME À L'ÉTRANGER										
Sous contrôle canadien	-	-	3	1	-	4	(11)	-	(11)	(7)
Sous contrôle étranger	-	2	-	-	30	32	(52)	-	(52)	(20)
ENTRÉES (sorties)	-	2	3	1	30	36	(63)	-	(63)	(27)
TRANSACTIONS INTERNATIONALES LIÉES AUX INVESTISSEMENTS À COURT TERME										
Sous contrôle canadien						88	(67)	(42)	(109)	(21)
Sous contrôle étranger			N/D(b)			58	(303)	(41)	(344)	(286)
ENTRÉES (sorties)						146	(370)	(83)	(453)	(307)
TOTAL										
Sous contrôle canadien						(167)	(78)	1 689	1 611	1 444
Sous contrôle étranger						(866)	(1 720)	512	(1 208)	(2 074)
ENTRÉES (sorties)						(1 033)	(1 798)	2 201	403	(630)

NOTA: (a) Les transactions directes sont celles qui sont effectuées entre des sociétés associées (lien de dépendance).
(b) Données non disponibles en vertu de la disposition relative à la confidentialité de certains documents.

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES

	ACTIVITES AMONT 1981 (MILLIONS $)	ACTIVITES AMONT 1982 (MILLIONS $)	AMONT VARIA. (%)	ACTIVITES AVAL 1981 (MILLIONS $)	ACTIVITES AVAL 1982 (MILLIONS $)	AVAL VARIA. (%)	AUTRES ACTIVITES 1981 (MILLIONS $)	AUTRES ACTIVITES 1982 (MILLIONS $)	AUTRES ACTIVITES VARIA. (%)	ACTIVITES ETRANGERES 1981 (MILLIONS $)	ACTIVITES ETRANGERES 1982 (MILLIONS $)	ETRANGERES VARIA. (%)	TOTAL DES ACTIVITES 1981 (MILLIONS $)	TOTAL DES ACTIVITES 1982 (MILLIONS $)	TOTAL DES ACTIVITES VARIA. (%)
ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE															
RECETTES TOTALES	16861	20443	21.2	29011	29994	3.4	3078	2972	-3.5	1686	1731	2.7	50636	55141	8.9
TRPG ET TGNLG	971	1690	74.0	0	0	-	0	0	-	0	0	-	971	1690	74.0
FIP	0	0	-	4237	3648	-13.9	0	0	-	0	0	-	4237	3648	-13.9
TRPS	0	253	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	253	-
REDEVANCES	4978	5577	12.0	1858	1956	5.3	4	0	-91.7	93	160	71.9	6933	7694	11.0
REC. NETTES APRES REDEV	10911	12923	18.4	22916	24390	6.4	3074	2972	-3.3	1593	1571	-1.3	38494	41856	8.7
FRAIS D'INTERETS	742	1256	69.3	279	286	2.3	644	1005	56.1	125	123	-2.1	1791	2670	49.1
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	2908	3431	18.0	13697	16550	20.8	824	1110	34.7	628	677	7.8	18057	21768	20.6
E.M. IMPUTEES A L'EXPL	1468	1044	-28.9	1	0	-99.6	106	71	-33.4	102	26	-74.4	1678	1141	-32.0
DEPRECIATION	487	509	4.5	419	450	7.3	135	169	25.1	86	146	68.9	1127	1273	12.9
EPUISEMENT	536	815	52.1	0	0	-55.4	5	3	-45.3	174	222	27.1	715	1040	45.3
AMORTISSEMENT	292	410	40.5	21	23	10.3	-106	-76	27.8	51	517	-	258	874	239.2
FRAIS NON MON. & E.M.P	2783	2778	-0.2	441	473	7.1	141	166	18.3	414	911	120.1	3778	4327	14.5
AUTRES FRAIS	629	664	5.5	6006	6431	7.1	1537	1442	-6.1	166	154	-7.0	8337	8691	4.2
REVENU AVANT IMPOTS	3849	4795	24.6	2493	650	-73.9	-71	-752	-	260	-294	-213.1	6531	4399	-32.6
IMPOTS COURANTS	1403	1833	30.7	845	-217	-125.7	-114	-149	-30.5	28	135	385.2	2162	1603	-25.9
REV. APRES IMP. COUR.	2447	2961	21.0	1648	867	-47.4	43	-603	-	232	-428	-284.8	4369	2797	-36.0
IMPOTS REPORTES	805	977	21.4	256	428	67.2	36	-67	-287.0	149	-55	-137.0	1245	1283	3.0
REVENU NET APRES IMPOT	1642	1985	20.9	1392	438	-68.5	7	-536	-	83	-373	-	3124	1513	-51.6
LIQUIDITES	5230	5739	9.7	2089	1339	-35.9	183	-437	-338.5	646	483	-25.3	8147	7124	-12.6
SOCIETES INTEGREES(TOUTES SOUS CONTROLE ETRANGER)															
RECETTES TOTALES	6776	8207	21.1	22725	23640	4.0	398	333	-16.4	21	24	11.5	29921	32204	7.6
TRPG ET TGNLG	397	690	73.8	0	0	-	0	0	-	0	0	-	397	690	73.8
FIP	0	0	-	3784	3169	-16.3	0	0	-	0	0	-	3784	3169	-16.3
TRPS	0	154	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	154	-
REDEVANCES	2155	2387	10.8	1525	1581	3.7	0	0	-	0	0	-	3679	3969	7.9
REC. NETTES APRES REDEV	4225	4976	17.8	17416	18889	8.5	398	333	-16.4	21	24	11.5	22060	24222	9.8
FRAIS D'INTERETS	23	51	119.6	87	114	31.1	115	229	98.4	5	4	-22.7	230	398	72.5
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	1208	1468	21.6	12490	14824	18.7	121	161	32.2	1	4	171.5	13821	16456	19.1
E.M. IMPUTEES A L'EXPL	903	656	-27.3	0	0	-	76	59	-22.3	0	2	-	978	717	-26.7
DEPRECIATION	189	182	-3.8	301	291	-3.1	45	36	-19.7	2	1	-63.0	536	510	-5.0
EPUISEMENT	66	77	16.7	0	0	-	1	1	-3.2	0	0	-	67	78	16.5
AMORTISSEMENT	162	183	12.8	15	3	-76.7	-1	-4	-201.5	1	-6	-	176	176	-0.2
FRAIS NON MON. & E.M.P	1320	1098	-16.8	315	295	-6.5	120	91	-23.8	3	-3	-172.9	1758	1481	-15.7
AUTRES FRAIS	163	145	-11.0	2603	3210	23.3	93	67	-28.4	-1	0	115.4	2859	3422	19.7
REVENU AVANT IMPOTS	1510	2213	46.5	1920	447	-76.7	-51	-214	-318.6	13	19	48.0	3392	2465	-27.3
IMPOTS COURANTS	808	1094	35.4	671	-280	-141.7	-100	-122	-22.0	4	3	-21.4	1384	696	-49.7
REV. APRES IMP. COUR.	702	1119	59.4	1248	727	-41.8	49	-92	-289.7	8	15	83.5	2007	1768	-11.9
IMPOTS REPORTES	167	282	68.5	188	390	107.9	39	-39	-199.4	0	0	-	395	633	60.6
REVENU NET APRES IMPOT	534	836	56.5	1061	336	-68.3	9	-53	-	8	15	83.5	1613	1135	-29.6
LIQUIDITES	2022	2217	9.6	1564	1021	-34.7	168	-1	-100.7	12	13	8.3	3765	3250	-13.7

Annexe C-1

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES

	ACTIVITES AMONT			ACTIVITES AVAL			AUTRES ACTIVITES			ACTIVITES ETRANGERES			TOTAL DES ACTIVITES		
	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)
GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER															
RECETTES TOTALES	3103	3648	17.6	492	661	34.3	7	10	43.6	54	49	-9.8	3656	4368	19.5
TRPG ET TGNLG	183	318	73.6	0	0	-	0	0	-	0	0	-	183	318	73.6
FIP	0	0	-	21	20	-4.6	0	0	-	0	0	-	21	20	-4.6
TRPS	0	31	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	31	-
REDEVANCES	931	1040	11.7	28	44	58.9	0	0	-	0	14	-	959	1098	14.5
REC. NETTES APRES REDEV	1988	2239	13.6	444	598	34.6	7	10	43.6	54	35	-35.8	2493	2902	16.4
FRAIS D'INTERETS	34	26	-22.2	2	0	-99.4	0	0	-	0	0	-	35	26	-26.1
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	386	401	2.6	6	6	-0.4	0	0	-100.0	14	7	-46.9	606	614	1.4
E.M. IMPUTEES A L'EXPL	352	261	-25.8	0	0	-	9	3	-68.9	20	11	-42.9	381	275	-27.7
DEPRECIATION	87	96	9.8	1	2	44.3	0	1	-	8	3	-63.9	97	102	5.0
EPUISEMENT	37	41	8.9	0	0	-	0	0	-	1	0	-98.8	39	41	4.9
AMORTISSEMENT	86	108	25.5	-0	0	100.0	1	0	-75.0	7	8	21.5	93	116	24.7
FRAIS NON MON. & E.M.P	562	506	-10.1	1	2	77.6	10	4	-62.1	36	22	-38.0	610	534	-12.4
AUTRES FRAIS	72	57	-21.5	423	578	36.5	-1	1	197.7	6	0	-100.0	500	636	27.0
REVENU AVANT IMPOTS	734	1070	45.8	12	12	0.2	-2	5	365.5	-2	5	387.7	743	1092	47.1
IMPOTS COURANTS	356	552	55.0	5	0	-96.3	-1	-6	-	8	1	-86.4	368	547	48.7
REV. APRES IMP. COUR.	378	518	37.1	8	12	59.4	-1	11	-	-10	4	139.2	374	545	45.6
IMPOTS REPORTES	87	116	33.0	-0	0	100.0	1	1	-13.8	-3	5	244.3	84	122	44.3
REVENU NET APRES IMPOT	291	402	38.3	8	12	50.7	-2	10	-	-6	-1	84.8	290	424	46.0
LIQUIDITES	941	1084	8.9	9	14	61.9	9	15	71.9	26	26	0.2	984	1079	9.7
GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN															
RECETTES TOTALES	4798	5732	19.4	5740	5632	-1.9	1915	1891	-1.3	726	696	-4.1	13180	13951	5.9
TRPG ET TGNLG	270	460	70.8	0	0	-	0	0	-	0	0	-	270	460	70.8
FIP	0	0	-	432	459	6.2	0	0	-	0	0	-	432	459	6.2
TRPS	0	52	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	52	-
REDEVANCES	1269	1404	10.6	305	329	7.8	1	0	-69.7	14	19	39.1	1589	1752	10.3
REC. NETTES APRES REDEV	3240	3815	17.0	5003	4844	-3.2	1914	1891	-1.2	712	677	-4.9	10889	11227	3.1
FRAIS D'INTERETS	319	562	76.4	182	165	-9.0	463	687	48.4	30	36	19.1	993	1450	46.0
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	822	952	15.8	1192	1707	43.2	464	538	15.9	400	402	0.5	2878	3599	25.0
E.M. IMPUTEES A L'EXPL	127	14	-89.2	1	0	-100.0	9	1	-94.3	77	0	-100.0	214	14	-93.3
DEPRECIATION	126	146	15.4	112	152	36.0	49	91	84.1	33	39	19.4	320	428	33.6
EPUISEMENT	276	437	58.3	0	0	-	4	0	-100.0	71	114	60.5	351	551	57.0
AMORTISSEMENT	18	58	228.0	4	19	334.9	-106	-69	34.9	5	394	-	-79	403	-
FRAIS NON MON. & E.M.P	547	654	19.6	118	172	46.1	-44	22	150.6	186	547	194.8	806	1395	73.0
AUTRES FRAIS	299	333	28.3	2956	2619	-11.4	1125	1167	3.8	68	81	18.2	4409	4201	-4.7
REVENU AVANT IMPOTS	1313	1314	0.1	555	181	-67.4	-94	-524	-	28	-389	-	1802	583	-67.7
IMPOTS COURANTS	211	200	-5.1	167	62	-63.0	-16	-20	-27.1	-6	24	-	356	266	-25.3
REV. APRES IMP. COUR.	1102	1115	1.1	388	119	-69.4	-78	-503	-	34	-413	-	1447	317	-78.1
IMPOTS REPORTES	435	433	-0.7	68	37	-46.2	-31	-24	22.8	16	-79	-	489	367	-25.0
REVENU NET APRES IMPOT	667	682	2.3	320	82	-74.3	-47	-480	-	18	-334	-	958	-49	-105.2
LIQUIDITES	1649	1769	7.2	506	291	-42.5	-122	-481	-295.5	220	134	-39.0	2253	1712	-24.0

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES

	---ACTIVITES AMONT-- 1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	---ACTIVITES AVAL--- 1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	--AUTRES ACTIVITES-- 1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	ACTIVITES ETRANGERES 1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	-TOTAL DES ACTIVITES 1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)
PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER															
RECETTES TOTALES	719	1014	41.0	29	24	-17.1	104	95	-9.4	79	103	31.6	931	1236	32.8
TRPG ET TGNLG	37	79	110.5	0	0	-	0	0	-	0	0	-	37	79	110.5
FIP	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
TRPS	0	7	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	7	-
REDEVANCES	213	261	22.5	0	0	-	0	0	-	1	8	-	214	269	25.8
REC. NETTES APRES REDEV	469	667	42.4	29	24	-17.3	104	95	-9.4	78	95	22.8	680	882	29.7
FRAIS D'INTERETS	115	200	73.9	1	0	-99.9	10	13	26.9	4	3	-36.5	131	216	65.2
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	112	159	41.3	2	3	3.7	55	68	23.0	21	25	19.4	191	254	33.2
E.M. IMPUTEES A L'EXPL	54	82	52.7	0	0	-	0	0	-	3	4	30.8	57	87	51.4
DEPRECIATION	13	17	28.6	1	1	20.6	4	4	1.5	1	2	193.5	19	24	28.5
EPUISEMENT	45	68	51.4	0	0	-55.4	0	0	-	12	19	60.6	57	87	52.8
AMORTISSEMENT	25	39	56.1	0	0	-	4	4	-3.8	11	3	-69.4	40	46	17.1
FRAIS NON MON. & E.M.P	137	207	50.5	1	1	0.1	8	8	-1.0	26	29	8.8	173	244	41.5
AUTRES FRAIS	48	60	26.4	21	18	-13.6	26	3	-87.4	2	3	82.5	97	85	-12.3
REVENU AVANT IMPOTS	56	41	-26.3	3	2	-32.4	5	3	-47.0	25	36	46.6	89	82	-7.4
IMPOTS COURANTS	22	19	-15.8	1	-0	-145.7	-3	-4	-67.2	8	19	146.5	28	33	17.3
REV. APRES IMP. COUR.	34	23	-33.1	3	3	7.5	7	7	-7.5	17	17	0.9	61	49	-18.8
IMPOTS REPORTES	26	36	35.0	0	0	38.5	4	5	31.5	3	-1	-122.6	33	40	22.0
REVENU NET APRES IMPOT	7	-13	-273.1	2	3	7.2	4	2	-50.3	14	18	23.4	28	9	-66.9
LIQUIDITES	171	229	34.0	3	4	5.5	15	15	-4.1	43	46	5.7	233	294	25.8
PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN															
RECETTES TOTALES	1465	1842	25.8	24	36	49.8	653	643	-1.6	804	859	6.6	2946	3381	14.7
TRPG ET TGNLG	84	143	69.5	0	0	-	0	0	-	0	0	-	84	143	69.5
FIP	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
TRPS	0	9	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	9	-
REDEVANCES	411	485	18.1	0	2	-	3	0	-100.0	79	119	51.5	492	606	23.1
REC. NETTES APRES REDEV	970	1206	24.3	24	34	40.9	650	643	-1.1	728	740	1.8	2372	2623	10.6
FRAIS D'INTERETS	251	417	65.8	8	7	-15.1	56	77	37.5	86	81	-6.7	401	581	44.7
FRAIS D'EXPL. ET AUTRE	180	251	39.6	6	11	76.6	183	344	87.7	192	239	24.5	561	844	50.5
E.M. IMPUTEES A L'EXPL	33	30	-8.3	0	0	-	12	9	-30.6	2	8	304.6	47	47	-1.1
DEPRECIATION	70	68	-3.6	4	3	-28.9	37	38	1.8	43	101	134.5	155	209	35.5
EPUISEMENT	112	193	72.5	0	0	-	0	2	-	90	89	-1.5	202	284	40.2
AMORTISSEMENT	1	22	-	2	0	-98.5	-3	-7	-137.2	27	118	332.3	27	133	387.2
FRAIS NON MON. & E.M.P	216	313	44.8	6	3	-49.8	47	41	-11.6	163	316	94.1	431	673	55.9
AUTRES FRAIS	87	69	-20.4	2	6	233.1	293	203	-30.6	91	70	-22.8	472	348	-26.3
REVENU AVANT IMPOTS	236	156	-33.9	2	8	240.4	71	-22	-131.6	196	35	-82.0	506	177	-65.0
IMPOTS COURANTS	6	-31	-	1	1	9.0	5	3	-30.6	14	87	-	25	61	138.3
REV. APRES IMP. COUR.	231	187	-18.8	1	7	-	66	-26	-139.2	182	-52	-128.4	480	116	-75.7
IMPOTS REPORTES	88	111	25.1	0	1	182.1	22	-10	-146.1	133	20	-85.2	245	121	-50.4
REVENU NET APRES IMPOT	142	77	-46.0	1	5	-	44	-16	-135.7	49	-71	-244.6	236	-5	-102.0
LIQUIDITES	447	500	12.0	7	10	31.6	113	15	-86.4	345	264	-23.5	912	789	-13.4

Annexe C-3

TABLEAU 2

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS

	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	8147	7124	-12.6	3765	3250	-13.7	984	1079	9.7
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	9717	3532	-63.6	783	908	15.9	0	55	0.0
EMISSION D'ACTIONS	2115	3219	52.2	8	15	88.0	29	7	-74.1
SUBVENTIONS (PEEP & AUTRES)	810	1463	80.7	128	119	-7.2	34	43	28.1
TOUTES AUTRES SOURCES	1348	3214	138.4	270	759	181.5	153	332	117.0
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	1196	4315	260.7	260	396	52.4	9	27	216.5
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	22333	22868	-2.0	5214	5446	4.5	1208	1544	27.8
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	10154	10483	3.2	3696	4028	9.0	825	733	-11.2
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	1024	593	-42.0	25	0	-99.0	13	0	-97.1
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	739	568	-23.2	2	23	0.0	19	27	48.5
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	1763	1161	-34.1	27	23	-13.0	31	28	-10.9
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	11917	11644	-2.3	3723	4051	8.8	856	760	-11.2
DIVIDENDES	1119	1042	-6.9	658	640	-2.7	32	52	63.8
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	334	777	132.3	113	245	116.8	83	125	50.4
TOT. DIV. & RED. AV. PROPRE	1454	1819	25.1	771	884	14.8	115	177	54.1
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	739	3620	389.7	43	5	-87.5	10	15	61.2
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	6975	4536	-35.0	71	208	194.0	63	256	306.0
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	2248	1249	-44.5	607	297	-51.1	165	335	103.8
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	22333	22868	-2.0	5214	5446	4.5	1208	1544	27.8
	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	2253	1712	-24.0	233	294	25.8	912	789	-13.4
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	6100	327	-94.6	230	764	231.5	2603	1479	-43.2
EMISSION D'ACTIONS	1393	2421	73.9	57	44	-22.5	629	731	16.3
SUBVENTIONS (PEEP & AUTRES)	516	1049	103.3	7	15	97.7	125	238	90.8
TOUTES AUTRES SOURCES	202	1273	0.0	185	186	0.1	538	664	23.5
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	604	3510	0.0	87	135	54.8	237	247	4.6
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	11068	10293	-7.0	801	1437	79.4	5043	4149	-17.7
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	3567	3800	6.5	489	489	0.1	1577	1433	-9.1
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	412	170	-58.7	25	18	-28.2	550	405	-26.3
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	343	143	-58.4	52	24	-54.8	324	351	8.5
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	754	312	-58.6	77	41	-46.3	874	756	-13.4
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	4321	4112	-4.8	566	531	-6.2	2450	2189	-10.7
DIVIDENDES	321	209	-34.9	31	30	-2.4	78	112	42.9
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	81	161	98.5	55	233	320.8	2	14	0.0
TOT. DIV. & RED. AV. PROPRE	402	369	-8.0	86	263	205.0	81	126	56.0
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	372	3264	0.0	24	54	122.7	290	280	-3.3
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	4940	2319	-53.1	48	541	0.0	1854	1213	-34.6
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	1033	229	-77.9	76	47	-37.6	368	341	-7.5
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	11068	10293	-7.0	801	1437	79.4	5043	4149	-17.7

TABLEAU 3

DEPENSES DE CAPITAL AMONT AU CANADA, PAR EMPLACEMENT

	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)
	TOTAL AU CANADA			PROVINCES			TERRES DU CANADA		
ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE									
TERRES & CONC. /GEOL & GEOPHY	1312	1069	-18.5	1111	896	-19.4	201	173	-14.0
FORAGE D'EXPLORATION	2536	2492	-1.8	1578	1039	-34.2	958	1453	51.7
TOTAL - EXPLORATION	3848	3560	-7.5	2689	1934	-28.1	1159	1626	40.3
FORAGE DE MISE EN VALEUR	1093	957	-12.4	1090	919	-15.7	3	38	-
PRODUCTION	1423	1487	4.5	1360	1341	-1.4	63	146	132.4
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	532	384	-27.8	532	384	-27.8	0	0	-
TOTAL AMONT	6896	6389	-7.4	5671	4579	-19.3	1225	1810	47.8
SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER									
TERRES & CONC. /GEOL & GEOPHY	638	498	-24.3	576	442	-23.2	82	56	-31.9
FORAGE D'EXPLORATION	1214	841	-30.8	792	466	-41.2	422	375	-11.2
TOTAL - EXPLORATION	1872	1339	-28.5	1368	908	-33.6	504	431	-14.6
FORAGE DE MISE EN VALEUR	351	394	12.3	351	357	1.8	-0	37	-
PRODUCTION	660	840	27.3	608	699	14.9	52	142	173.2
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	404	299	-26.1	404	299	-26.1	0	0	-
TOTAL AMONT	3287	2872	-12.6	2731	2262	-17.2	556	609	9.5
SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN									
TERRES & CONC. /GEOL & GEOPHY	654	571	-12.8	535	453	-15.3	119	117	-1.6
FORAGE D'EXPLORATION	1322	1651	24.9	786	573	-27.2	536	1078	101.3
TOTAL - EXPLORATION	1976	2221	12.4	1321	1026	-22.3	655	1195	82.6
FORAGE DE MISE EN VALEUR	742	564	-24.1	739	562	-24.0	3	2	-47.4
PRODUCTION	763	647	-15.2	752	643	-14.5	11	4	-63.7
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	128	86	-33.1	128	86	-33.1	0	0	-
TOTAL AMONT	3609	3517	-2.5	2940	2316	-21.2	669	1201	79.6

TABLEAU 4

DEPENSES DE CAPITAL, PAR ACTIVITE

	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
EXPLORATION	3847	3560	-7.5	1127	801	-28.9	493	380	-22.9
MISE EN VALEUR	1093	957	-12.4	155	172	11.1	87	85	-2.3
PRODUCTION	1423	1487	4.5	403	471	16.9	175	233	33.4
SABLES PETROLIFERES	532	384	-27.8	345	265	-23.1	39	20	-48.0
TOTAL ACTIVITES AMONT	6895	6389	-7.3	2029	1709	-15.8	793	718	-9.4
TOTAL ACTIVITES AVAL	1932	2469	27.3	1126	1840	63.5	1	3	121.1
URANIUM	28	10	-62.8	11	3	-76.0	1	0	-62.6
CHARBON	320	152	-52.6	293	102	-65.3	11	8	-26.2
TOUTES AUTRES ACTIVITES	958	1447	51.1	237	375	58.1	19	3	-84.6
TOTAL AU CANADA	10154	10483	3.2	3696	4028	9.0	825	733	-11.2
TOTAL A L'ETRANGER	1763	1161	-34.1	27	23	-13.0	31	28	-10.9
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAP.	11917	11644	-2.3	3723	4051	8.8	856	760	-11.2
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
EXPLORATION	1427	1761	23.4	253	158	-37.6	549	461	-16.0
MISE EN VALEUR	439	330	-25.0	109	137	25.7	303	234	-22.7
PRODUCTION	558	457	-18.1	83	137	64.8	204	189	-7.3
SABLES PETROLIFERES	110	86	-22.5	21	13	-36.2	18	0	-99.1
TOTAL ACTIVITES AMONT	2535	2633	3.9	465	444	-4.5	1073	884	-17.6
TOTAL ACTIVITES AVAL	634	442	-30.3	0	0	-	191	200	4.3
URANIUM	3	0	-97.7	8	5	-36.5	5	2	-59.2
CHARBON	15	41	175.4	1	0	-39.1	0	0	-
TOUTES AUTRES ACTIVITES	380	683	79.6	15	39	166.0	307	347	13.1
TOTAL AU CANADA	3567	3800	6.5	489	489	0.1	1577	1433	-9.1
TOTAL A L'ETRANGER	754	312	-58.6	77	41	-46.3	874	756	-13.4
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAP.	4321	4112	-4.8	566	531	-6.2	2450	2189	-10.7

TABLEAU 5

BILAN

	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)	1981 (MILLIONS $)	1982	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
STOCKS	7259	6951	-4.2	4925	4421	-10.2	219	242	10.2
COMPTES A RECEVOIR	8080	9212	14.0	3607	3703	2.7	1023	1299	27.0
AUTRES DISPONIBILITES	4100	3819	-6.9	1831	2046	11.8	290	470	62.0
TOTAL DES DISPONIBILITES	19439	19983	2.8	10362	10169	-1.9	1533	2011	31.2
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	47463	53711	13.2	11737	13847	18.0	3363	3422	1.8
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	5220	6494	24.4	897	1078	20.2	264	287	8.7
TOTAL DE L'ACTIF	72122	80188	11.2	22996	25095	9.1	5160	5720	10.9
COMPTES A PAYER	7355	8425	14.5	3598	3791	5.4	490	537	9.6
AUTRES EXIGIBILITES	4011	6558	63.5	1395	1108	-20.5	270	393	45.4
TOTAL DES EXIGIBILITES	11366	14983	31.8	4992	4899	-1.9	760	930	22.3
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	18814	18738	-0.4	2331	3236	38.8	186	226	21.2
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	831	1877	125.8	280	538	92.2	157	279	77.3
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	7508	8795	17.1	2916	3557	22.0	763	892	16.9
AUTRES PASSIF A LONG TERME	6133	5279	-13.9	90	232	158.3	593	428	-27.8
AVOIR PROPRE	27469	30514	11.1	12386	12632	2.0	2700	2965	9.8
TOTAL PASS., IMP. DIFF., AV. PR.	72122	80188	11.2	22996	25095	9.1	5160	5720	10.9
FONDS DE ROULEMENT	8073	4999	-38.1	5370	5271	-1.8	772	1081	39.9
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	11213	14087	25.6	5662	6366	12.4	1495	1671	11.8
	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
STOCKS	1864	2028	8.8	56	51	-8.1	67	63	-5.2
COMPTES A RECEVOIR	2363	2978	26.0	281	274	-2.5	309	295	-4.8
AUTRES DISPONIBILITES	1631	640	-60.7	67	123	83.9	130	186	42.9
TOTAL DES DISPONIBILITES	5857	5646	-3.6	404	448	11.1	506	544	7.4
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	21733	23386	7.6	2520	3099	23.0	2711	3323	22.6
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	2760	3293	19.3	168	453	169.1	194	490	153.0
TOTAL DE L'ACTIF	30350	32325	6.5	3092	4000	29.4	3411	4357	27.7
COMPTES A PAYER	2240	3067	36.9	321	232	-27.7	336	244	-27.3
AUTRES EXIGIBILITES	1817	4064	123.7	129	350	171.7	133	354	166.4
TOTAL DES EXIGIBILITES	4057	7131	75.8	450	582	29.4	469	598	27.5
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	10390	7452	-28.3	1186	1896	59.8	1163	1880	61.7
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	199	597	200.8	46	133	188.4	46	133	188.5
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	2715	3039	11.9	237	280	18.1	278	341	22.6
AUTRES PASSIF A LONG TERME	5072	4181	-17.6	138	135	-2.2	138	135	-2.3
AVOIR PROPRE	7918	9925	25.3	1035	973	-5.9	1317	1270	-3.6
TOTAL PASS., IMP. DIFF., AV. PR.	30350	32325	6.5	3092	4000	29.4	3411	4357	27.7
FONDS DE ROULEMENT	1801	-1485	-182.5	-47	-134	188.2	37	-55	-246.8
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	2454	3795	54.7	420	583	38.6	461	626	35.9

Annexe C-7

TABLEAU 6

VOLUME ET VALEUR DE LA PRODUCTION

PRODUCTION PAR PROVINCE

	ALBERTA			COLOMBIE BRITANNIQUE			SASKATCHEWAN		
	1981	1982	VARIA.	1981	1982	VARIA.	1981	1982	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
PETROLE BRUT CLASSIQUE	54592.7	52204.7	-4.4	1889.3	1940.1	2.7	6293.7	6636.4	5.4
SABLES PETROLIFERES	6490.4	7585.6	16.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE	51031.3	51858.4	1.6	5870.6	5390.0	-8.2	818.6	505.8	-38.2
LIQUIDES DE GAZ NATUREL	10811.0	10252.3	-5.2	55.3	52.5	-5.0	5.2	4.3	-19.1
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	122925.5	121901.0	-0.8	7815.2	7382.6	-5.5	7117.8	7146.6	0.4
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT CLASSIQUE	6397.8	8334.4	30.3	214.6	295.9	37.9	687.0	1010.4	47.1
SABLES PETROLIFERES	1467.4	1921.6	31.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE	4709.6	5331.0	13.2	417.9	471.5	12.8	24.4	23.0	-5.9
LIQUIDES DE GAZ NATUREL	1226.4	1349.7	10.1	6.0	5.6	-7.9	0.3	0.7	121.3
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	13801.3	16936.8	22.7	638.5	773.0	21.1	711.7	1034.1	45.3

PRODUCTION PAR GROUPE DE COMPAGNIES

	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES INTEGREES			GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1981	1982	VARIA.	1981	1982	VARIA.	1981	1982	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
PETROLE BRUT CLASSIQUE	63355.1	61386.7	-3.1	29136.3	27281.8	-6.4	11942.3	11961.1	0.2
SABLES PETROLIFERES	6490.4	7585.6	16.9	3945.4	4621.7	17.1	833.0	660.0	-20.8
GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE	58121.8	58078.6	-0.1	16056.3	15597.8	-2.9	9925.0	9814.0	-1.1
LIQUIDES DE GAZ NATUREL	10871.9	10309.4	-5.2	3854.7	3601.0	-6.3	2265.7	1799.1	-20.6
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	138839.1	137360.3	-1.1	54993.0	53102.3	-3.4	24966.0	24234.1	-2.9
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT CLASSIQUE	7358.9	9720.2	32.1	3446.0	4325.2	25.5	1399.1	1882.8	34.6
SABLES PETROLIFERES	1457.4	1921.6	31.9	747.1	1110.8	48.7	221.5	185.4	-16.3
GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE	5002.3	5857.7	17.1	1498.1	1627.7	8.7	885.9	971.3	9.6
LIQUIDES DE GAZ NATUREL	1348.8	1356.0	0.6	682.0	727.6	6.7	254.0	222.4	-12.4
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	15267.4	18855.6	23.5	6373.2	7791.3	22.3	2760.5	3262.1	18.2

	GRANDES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER			PETITES SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN		
	1981	1982	VARIA.	1981	1982	VARIA.	1981	1982	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)	'000 M3		(%)
PETROLE BRUT CLASSIQUE	13979.4	15062.6	7.7	2300.9	2870.9	24.8	4000.2	4210.3	5.3
SABLES PETROLIFERES	1705.0	2228.0	30.7	5.0	49.9	9999.9	3.0	29.0	9999.9
GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE	18566.0	18989.8	2.3	3691.7	3940.2	6.7	9882.9	9736.9	-1.5
LIQUIDES DE GAZ NATUREL	2051.6	1989.1	-3.0	243.1	402.6	65.6	456.7	521.7	14.2
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	38298.0	38262.5	-0.1	6240.7	7263.5	16.4	14341.5	14497.9	1.1
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT CLASSIQUE	1801.2	2362.6	31.2	267.6	460.9	72.3	445.0	688.7	54.8
SABLES PETROLIFERES	488.1	606.7	24.3	0.5	10.5	9999.9	0.2	8.0	9999.9
GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE	1640.2	1920.4	17.1	339.8	402.7	18.6	838.5	935.7	11.6
LIQUIDES DE GAZ NATUREL	239.4	280.7	17.3	24.8	54.1	123.7	49.4	71.3	44.3
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	4168.8	5170.3	24.0	631.9	928.2	46.9	1333.2	1703.7	27.8

TABLEAU 7

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES: 1978-1982

	ACTIVITES AMONT (MILLIONS $)					
	1978	1979	1980	1981	1982	TAUX DE CROISS.
RECETTES TOTALES	9270	12137	15423	15746	18754	19.3
TRPG ET TGNLG	0	0	0	911	1558	-
FIP	0	0	0	0	0	-
TRPS	0	0	0	0	244	-
REDEVANCES	2930	3769	4739	4664	5172	15.3
REC. NETTES APRES REDEVANCES	6340	8368	10684	10171	11779	16.8
FRAIS D'EXPL., D'INT. & AUTRES	1618	2428	3251	3794	4524	29.3
E.M. IMPUTEES A L'EXPL.	691	993	1370	1439	1013	10.0
DEPRECIATION	230	291	351	459	467	19.4
EPUISEMENT	272	441	534	445	623	23.1
AMORTISSEMENT	232	158	304	272	377	12.8
FRAIS NON MON. ET E.M.P.	1425	1883	2559	2615	2480	14.9
REVENU AVANT IMPOTS	3297	4057	4874	3762	4775	9.7
IMPOTS COURANTS	925	1014	1025	1388	1849	18.9
REVENU APRES IMPOTS COURANTS	2372	3042	3849	2374	2926	5.4
IMPOTS REPORTES	558	726	1096	763	874	11.8
REVENU NET APRES IMPOTS	1814	2316	2753	1611	2052	3.1
LIQUIDITES	3797	4926	6408	4988	5406	9.2

	ACTIVITES AVAL (MILLIONS $)					
	1978	1979	1980	1981	1982	TAUX DE CROISS.
RECETTES TOTALES	15294	18476	23313	28571	29577	17.9
TRPG ET TGNLG	0	0	0	0	0	-
FIP	0	0	853	4188	3605	-
TRPS	0	0	0	0	0	-
REDEVANCES	852	918	1796	1812	1909	22.3
REC. NETTES APRES REDEVANCES	14441	17558	20664	22571	24062	13.6
FRAIS D'EXPL., D'INT. & AUTRES	13792	15544	17599	19662	22938	13.6
E.M. IMPUTEES A L'EXPL.	0	0	0	1	0	-
DEPRECIATION	301	335	373	411	439	9.9
EPUISEMENT	0	0	0	0	0	-
AMORTISSEMENT	-7	-5	19	21	23	-
FRAIS NON MON. ET E.M.P.	294	330	392	433	462	12.0
REVENU AVANT IMPOTS	356	1684	2673	2476	662	16.8
IMPOTS COURANTS	-99	392	1029	844	-218	-
REVENU APRES IMPOTS COURANTS	454	1292	1643	1632	881	18.0
IMPOTS REPORTES	189	306	158	254	444	23.8
REVENU NET APRES IMPOTS	265	986	1486	1378	436	13.3
LIQUIDITES	748	1622	2035	2065	1342	15.7

	ACTIVITES ETRANGERES ET AUTRES (MILLIONS $)					
	1978	1979	1980	1981	1982	TAUX DE CROISS.
RECETTES TOTALES	1154	2205	2454	4587	4210	38.2
TRPG ET TGNLG	0	0	0	0	0	-
FIP	0	0	0	0	0	-
TRPS	0	0	0	0	0	-
REDEVANCES	10	22	49	20	47	47.5
REC. NETTES APRES REDEVANCES	1145	2182	2405	4567	4163	38.1
FRAIS D'EXPL., D'INT. & AUTRES	904	1616	1708	3982	4340	48.0
E.M. IMPUTEES A L'EXPL.	62	85	106	205	97	11.9
DEPRECIATION	42	107	115	210	278	60.9
EPUISEMENT	36	75	83	113	166	46.2
AMORTISSEMENT	-6	-28	-53	-65	367	-
FRAIS NON MON. ET E.M.P.	134	239	251	464	908	61.4
REVENU AVANT IMPOTS	107	327	446	121	-1085	-
IMPOTS COURANTS	70	51	4	-70	-93	-
REVENU APRES IMPOTS COURANTS	37	277	442	191	-993	-
IMPOTS REPORTES	-33	95	141	74	-134	-
REVENU NET APRES IMPOTS	70	182	301	117	-859	-
LIQUIDITES	171	516	693	655	-85	-

	TOTAL DES ACTIVITES (MILLIONS $)					
	1978	1979	1980	1981	1982	TAUX DE CROISS.
RECETTES TOTALES	25718	32817	41190	48904	52540	19.6
TRPG ET TGNLG	0	0	0	911	1558	-
FIP	0	0	853	4188	3605	-
TRPS	0	0	0	0	244	-
REDEVANCES	3792	4709	6583	6495	7128	17.1
REC. NETTES APRES REDEVANCES	21926	28108	33753	37310	40005	16.2
FRAIS D'EXPL., D'INT. & AUTRES	16314	19587	22559	27439	31803	18.2
E.M. IMPUTEES A L'EXPL.	753	1078	1476	1645	1110	10.2
DEPRECIATION	572	734	839	1080	1185	19.9
EPUISEMENT	308	516	617	558	789	26.5
AMORTISSEMENT	220	125	269	228	766	36.7
FRAIS NON MON. ET E.M.P.	1853	2453	3202	3511	3850	20.1
REVENU AVANT IMPOTS	3759	6068	7992	6359	4352	3.7
IMPOTS COURANTS	896	1457	2058	2162	1538	14.5
REVENU APRES IMPOTS COURANTS	2863	4611	5934	4197	2814	-0.4
IMPOTS REPORTES	715	1127	1395	1091	1185	13.4
REVENU NET APRES IMPOTS	2148	3484	4539	3106	1629	-6.7
LIQUIDITES	4716	7064	9136	7709	6664	9.0

Annexe C-9

TABLEAU 8

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS: 1978-1982

	1978	1979	1980	1981	1982	TAUX DE CROISS.
			(MILLIONS $)			
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	4717	7064	9136	7709	6663	9.0
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	1119	1705	2591	8002	2042	16.2
EMISSION D'ACTIONS	593	924	1350	1669	2455	42.7
SUBVENTIONS (PEEP ET AUTRES)	0	0	0	741	1335	-
TOUTES AUTRES SOURCES	674	1165	718	1016	2539	39.3
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	518	1108	549	1011	4075	67.5
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	7620	11966	14344	20147	19110	25.8
DEPENSES DE CAPITAL AMONT	3694	4734	6428	6099	5625	11.1
DEPENSES DE CAPITAL AVAL	574	504	732	1868	2439	43.6
AUTRES DEP. DE CAP. AU CAN.	247	451	711	1212	1401	54.3
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	4515	5689	7871	9179	9465	20.3
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	468	438	732	848	508	2.1
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	93	181	258	585	428	46.6
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	560	619	989	1434	936	13.7
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	5075	6309	8860	10612	10401	19.6
DIVIDENDES	508	732	928	1093	974	17.7
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	241	209	152	306	578	24.5
TOT. DIV. ET RED. AVOIR PROPRE	749	941	1080	1399	1552	20.0
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	255	293	521	588	3451	91.8
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	818	2632	1489	5494	2713	35.0
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	723	1791	2394	2053	993	8.2
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	7620	11966	14344	20147	19110	25.8